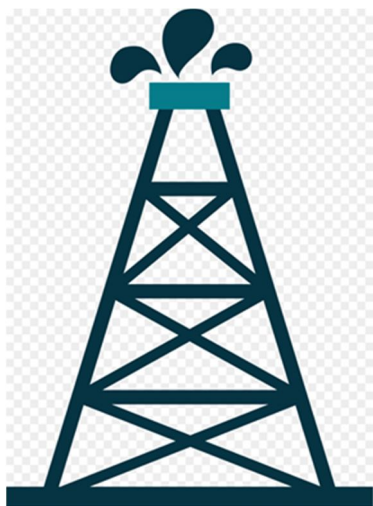


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання практично-лабораторних робіт та самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ»

*(для студентів 3 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2019**

Методичні рекомендації до виконання практично-лабораторних робіт та самостійної роботи з навчальної дисципліни «Технологія розробки нафтових родовищ» (для студентів 3 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. В. М. Орловський. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2019. – 109 с.

Укладач канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський

Рецензент

В. С. Білецький, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату НТУ «ХП»

Рекомендовано кафедрою експлуатації газових і теплових систем, протокол № 2 від 27.02.2019.

ЗМІСТ

Вступ	4
1 Практичні роботи	5
1.1 Прогнозування зміни тиску на контурі нафтового покладу при пружному режимі в законтурній області пласта	5
1.2 Визначення нафтовилучення з пласта при водонапірному режимі	11
1.3 Розрахунок розподілу тиску в прямолінійній ділянці покладу, який працює в умовах природного водонапірного режиму	16
1.4 Визначення термінів розробки родовища та коефіцієнтів нафтовилучення при режимі розчиненого газу	22
1.5 Визначення тиску на вибої нагнітальної свердловини	27
1.6 Приведення пластового тиску до заданої площини	33
2 Лабораторні роботи	38
2.1 Визначення властивостей рідини дослідним шляхом	38
2.2 Підготовка зразків гірської породи до проведення досліджень з визначення її колекторських та фільтраційних властивостей ...	44
2.3 Ознайомлення з обладнанням і технікою відбору та зберігання проб пластової нафти	55
2.4 Вивчення конструкцій глибинних манометрів	62
2.5 Вимірювання рівня рідини в свердловині за допомогою ехолота ЭС-50. Обробка ехограм	84
2.6 Визначення коефіцієнта відкритої пористості гірської породи установкою для вакуумування ВУ-3	90
2.7 Визначення карбонатності гірської породи газометричним методом апаратом АК-4	96
2.8 Визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірської породи при фільтрації газу на приладі ГК-5	100
Список рекомендованих джерел	107

ВСТУП

«Технологія розробки нафтових родовищ» – одна з основних дисциплін спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу»).

У цих методичних рекомендаціях за навчальною дисципліною «Технологія розробки нафтових родовищ» розглядаються практичні задачі та лабораторні роботи щодо технології розробки нафтових родовищ. Методичні рекомендації призначені для викладачів, які проводять практичні та лабораторні заняття, а також для студентів очної і заочної форм навчання.

Метою цих методичних рекомендацій є оволодіння студентами теоретичних положень, набуття навиків проведення технологічних розрахунків, вивчення обладнання лабораторій нафтовидобувних підприємств і набуття навиків проведення необхідних петрографічних та інших нафтопромислових досліджень.

Завданням практичних і лабораторних занять є поглиблення знань, отриманих студентами, на лекціях і в процесі проходження виробничої практики. Паралельно із засвоєнням теоретичних основ технології розробки нафтових родовищ, що подаються в лекційній частині, студенти, які вивчають дану дисципліну, повинні оволодіти методиками і практичними навиками розрахунків процесів вилучення нафти з надр.

Сучасне проектування розробки нафтових родовищ потребує складних розрахунків, переважно, з використанням ліцензійних програмних продуктів та потужних електронно-обчислювальних машин. Більш прості задачі, які розглянуті в даному практикумі, дозволяють швидко отримати якісні результати без використання довготривалих розрахунків на основі складних моделей. Тому, для практичного застосування при проектуванні розробки родовищ, можна зробити оцінку геолого-технічних моделей на основі більш простих балансових співвідношень, частина з яких розглянута у практикумі.

У практикумі розглянуті задачі з розробки нафтових родовищ як на природних режимах, так і з застосуванням методів впливу на пласти.

Порядок оформлення практичних і лабораторних робіт такий:

1. Титульний аркуш.
2. Завдання для виконання практичної або лабораторної роботи.
3. Зміст роботи.
4. Список використаних джерел.

1 ПРАКТИЧНІ РОБОТИ

1.1 Прогнозування зміни тиску на контурі нафтового покладу при пружному режимі в законтурній області пласта

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку тисків на контурі нафтового покладу.

Основні теоретичні положення

Основні гідродинамічні розрахунки показників розробки при пружному режимі.

Витіснення нафти з пласта до свердловин в умовах *пружного режиму* відбувається за рахунок пружних сил стиснутої рідини, зв'язаної води і гірської породи. *Область функціонування даного режиму знаходиться вище тиску насичення нафти газом.* При цьому вибійний тиск не менший за тиск насичення $p_{\text{виб}} \geq p_{\text{нас}}$. Нафта перебуває в однофазному стані. Проявляється режим на початку розробки і характеризується спадаючим в часі пластовим тиском.

Пружна енергія пластової системи розподілена в пласті практично рівномірно (відрізняються лише дещо між собою нафтова і водоносна частини через різне насичення фазами і їх коефіцієнти об'ємної пружності). Тому свердловини можна було б розміщувати на покладі рівномірно. Але оскільки, як правило, режим є дуже швидкоплинним, то свердловини розміщують відповідно до наступного за пружним режиму (водонапірного або режиму розчиненого газу).

Якщо нафтовий поклад розміщений у великій водонапірній області, то залежно від темпів відбирання рідини і активності законтурної водонапірної області він може працювати на пружно-водонапірному режимі. В цьому випадку проявляється також енергія пружного розширення води і порід водоносної області та енергія напору крайових вод водоносної області.

Нафтовилучення при пружно-водонапірному режимі залежить від різниці між початковим пластовим тиском і тиском насичення. Коефіцієнт нафтовилучення складає 0,4–0,7.

Об'єм рідини, який можна отримати з пласта за рахунок пружних сил, називають *пружним запасом пласта*, який обчислюємо за формулою

$$\Delta V_p = \beta^* \cdot V_0 \cdot \Delta P, \quad (1.1)$$

де β^* – коефіцієнт об'ємної пружності насиченого пласта;

V_0 – об'єм пласта;

Δp – зміна тиску.

Для визначення показників розробки при пружному режимі користуються формулою

$$\frac{p(r, t) - p_i}{E_i} = \frac{1}{4\pi \chi} \frac{1}{r^2} \frac{dp(r, t)}{dt}, \quad (1.2)$$

де $p(r, t)$ – тиск на момент часу t на відстані r ;

E_i – експоненціальна функція.

Розклавши функцію в ряд і відкинувши перші два її члени враховуючи їх малість, отримаємо *основу формулу пружного режиму*

$$\frac{p(r, t) - p_i}{E_i} = \frac{1}{4\pi \chi} \frac{1}{r^2} \frac{dp(r, t)}{dt}, \quad (1.3)$$

де χ – коефіцієнт п'єзопровідності пласта, який характеризує швидкість передачі тиску в пласті, $\text{м}^2/\text{с}$. Він змінюється в межах від 0,1 до 5 $\text{м}^2/\text{с}$ і визначається за формулою

$$\chi = \frac{V_0}{4\pi \rho} \frac{dp}{dr}. \quad (1.4)$$

Якщо шукаємо тиск на вибої свердловини, то у формулі замість відстані r необхідно підставити зведений радіус свердловини $r_{с.зв}$

Якщо в пласті працює група свердловин, то їх взаємодію можна врахувати за допомогою методу суперпозиції, згідно з яким зміна тиску в будь-якій точці пласта дорівнює алгебраїчній сумі змін тисків, створених у цій точці роботою окремих свердловин (рис. 1.1).

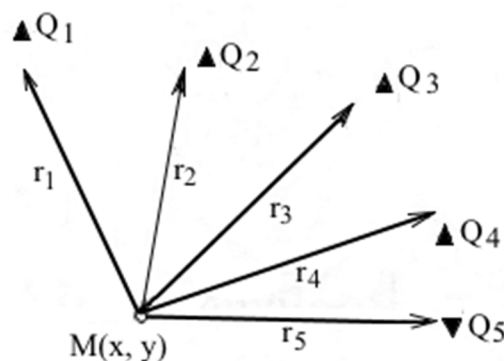


Рисунок 1.1 – Випадок роззосередження відбору:

▲ – видобувна свердловина;

▼ – нагнітальна свердловина

Зміну тиску в точці M визначимо з виразу:

$$\frac{p_M - p_{\text{кон}}}{p_{\text{кон}} - p_{\text{нас}}} = \frac{r_M^2 - r_{\text{кон}}^2}{r_{\text{кон}}^2 - r_{\text{нас}}^2} \quad (1.5)$$

При розробці родовища важливо знати зміни тиску в часі на умовному контурі нафтоносності родовища $p_{\text{кон}} = p_{\text{кон}}(t)$. Це дозволяє прогнозувати переведення окремих свердловин з фонтанного на механізований спосіб експлуатації, а також визначати час, коли пластовий тиск знизиться до тиску насичення, коли починається розгазування нафти в пласті і виникає режим розчиненого газу, а потім – газонапірний. Таким чином, важливо знати, протягом якого періоду часу допустимо розробляти нафтове родовище без дії на пласт при пружному режимі, не доводячи до початку режиму розчиненого газу і газонапірного.

Глибокозалягаючі невеликі за розмірами нафтоносні родовища, контур нафтоносності яких має форму, близьку до форми круга, оточені значними водоносними областями, які в декілька разів переважають розміри родовища. При розробці родовища нафта буде витіснятися водою, яка поступає із законтурної області, де реалізується пружний режим. Вважається, що в межах нафтового родовища є жорстководонапірний режим.

Кількість води $q_{3.в}$ яка поступає із законтурної частини родовища в його нафтонасичену частину, визначається за законом, зображеним на рисунку 1.2.

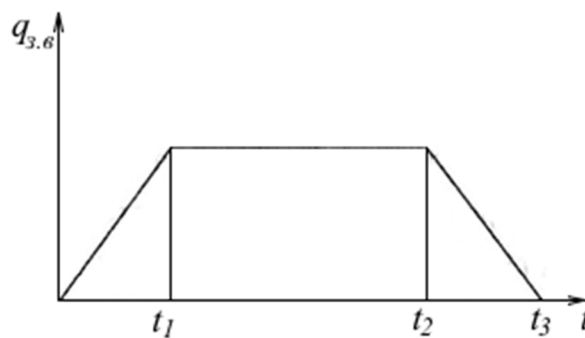


Рисунок 1.2 – Кількість води, що поступає в поклад

У період $0 \leq t \leq t_1$ – розбурювання родовища $q_{3.в} = a \cdot t$; у період $t_1 \leq t \leq t_2$ – стабілізація відбору рідини $q_{3.в} = q = \text{const}$; у період $t_2 \leq t \leq t_3$ – падіння відбору рідини $q_{3.в} = q - a \cdot t$.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити вибійний тиск p_v і коефіцієнт продуктивності K_o через певний час і тиск на відстані.

Порядок виконання роботи

1. Знаходимо тиск на відстані через певний час $p_1(r, t)$.
2. Визначаємо коефіцієнт продуктивності свердловини K_o .
3. Визначаємо вибійний тиск p_v .

Приклад

Вихідні дані: визначити вибійний тиск p_v і коефіцієнт продуктивності K_o через певний час і тиск на відстані, якщо свердловина експлуатується з постійним дебітом (вихідні дані для прикладу наведені в табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Перелік вихідних параметрів	Позначення та одиниці вимірювання	Значення
Час роботи свердловини	t , с	$270 \cdot 86400$
Тиск на контурі живлення	p , Па	$27,1 \cdot 10^6$
Дебіт свердловини	Q , м ³ /добу	$27,0 \cdot 10^{-4}$
Радіус свердловини	r_c , м	0,1
Коефіцієнт проникності пласта	k , м ²	$150 \cdot 10^{-15}$
Товщина пласта	h , м	11,5
Коефіцієнт динамічної в'язкості пласта	μ , Па·с	$1,55 \cdot 10^{-3}$
Коефіцієнт об'ємної пружності пласта	β^* , Па ⁻¹	$3 \cdot 10^{-10}$
Відстань	r , м	25
Радіус контуру живлення	R_k , м	670

Розв'язування:

1. Для визначення тиску на відстані необхідно знайти коефіцієнт п'єзопровідності пласта:

$$\chi = \frac{k}{\mu \cdot \beta^*} = \frac{150 \cdot 10^{-15}}{1,55 \cdot 10^{-3} \cdot 3 \cdot 10^{-10}} = 0,32 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (1.6)$$

2. Знайдемо тиск на відстані через певний час:

$$p_1(r, t) = p_{\text{пл}} - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{r^2} = 27,1 \cdot 10^6 - \frac{3,125 \cdot 10^{-8} \cdot 1,55 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 3,14 \cdot 150 \cdot 10^{-15} \cdot 11,5} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot 0,32 \cdot 270 \cdot 86400}{25^2} = 6,38 \text{ МПа} \quad (1.7)$$

3. Коефіцієнт продуктивності свердловини:

$$K_0 = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 150 \cdot 10^{-15} \cdot 11,5}{1,55 \cdot 10^{-3} \cdot \ln \frac{670}{0,1}} = 7,93. \quad (1.8)$$

4. Визначаємо вибійний тиск:

$$p_v = p_{\text{пл}} - \frac{Q \cdot \mu}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{r_c^2} = 27,1 \cdot 10^6 - \frac{3,125 \cdot 10^{-8} \cdot 1,55 \cdot 10^{-3}}{4 \cdot 3,14 \cdot 150 \cdot 10^{-15} \cdot 11,5} \cdot \ln \frac{2,25 \cdot 0,32 \cdot 270 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60}{0,1^2} = 20,72 \text{ МПа}. \quad (1.9).$$

Відповідь: вибійний тиск $p_v = 20,72$ МПа; коефіцієнт продуктивності $K_0 = 7,93$; тиск на відстані $p_1(r, t) = 6,38$ МПа.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 1.2

Таблиця 1.2 – Вихідні дані

Варіант	t , с	p , Па	Q , м ³ /добу	r_c , м	k , м ²	h , м	μ , Па·с	β^* , Па ⁻¹	r , м	R_k , м
0	180·86400	20,5·10 ⁶	6,0	0,107	100·10 ⁻¹⁵	5,0	1,35·10 ⁻³	2·10 ⁻¹⁰	20	400
1	200·86400	23,0·10 ⁶	7,5	0,120	110·10 ⁻¹⁵	7,5	1,45·10 ⁻³	3·10 ⁻¹⁰	25	420
2	220·86400	25,5·10 ⁶	9,0	0,127	120·10 ⁻¹⁵	10,0	1,55·10 ⁻³	4·10 ⁻¹⁰	30	440
3	240·86400	28,0·10 ⁶	10,5	0,148	130·10 ⁻¹⁵	12,5	1,65·10 ⁻³	2·10 ⁻¹⁰	35	460
4	260·86400	30,5·10 ⁶	12,0	0,107	140·10 ⁻¹⁵	15,0	1,35·10 ⁻³	3·10 ⁻¹⁰	40	480
5	280·86400	33,0·10 ⁶	13,5	0,120	150·10 ⁻¹⁵	17,5	1,45·10 ⁻³	4·10 ⁻¹⁰	45	500
6	300·86400	35,5·10 ⁶	15,0	0,127	160·10 ⁻¹⁵	20,0	1,55·10 ⁻³	2·10 ⁻¹⁰	50	520
7	320·86400	38,0·10 ⁶	16,5	0,148	170·10 ⁻¹⁵	22,5	1,65·10 ⁻³	3·10 ⁻¹⁰	20	540
8	340·86400	40,5·10 ⁶	18,0	0,107	100·10 ⁻¹⁵	25,0	1,35·10 ⁻³	4·10 ⁻¹⁰	25	560
9	360·86400	43,0·10 ⁶	19,5	0,120	110·10 ⁻¹⁵	27,5	1,45·10 ⁻³	2·10 ⁻¹⁰	30	580
10	400·86400	45,5·10 ⁶	21,0	0,127	120·10 ⁻¹⁵	30,0	1,55·10 ⁻³	3·10 ⁻¹⁰	35	600
11	420·86400	48,0·10 ⁶	22,5	0,148	130·10 ⁻¹⁵	32,5	1,65·10 ⁻³	4·10 ⁻¹⁰	40	620
12	440·86400	50,5·10 ⁶	24,0	0,107	140·10 ⁻¹⁵	35,0	1,35·10 ⁻³	2·10 ⁻¹⁰	45	640
13	460·86400	53,0·10 ⁶	25,5	0,120	150·10 ⁻¹⁵	37,5	1,45·10 ⁻³	3·10 ⁻¹⁰	50	660
14	480·86400	57,5·10 ⁶	27,0	0,127	160·10 ⁻¹⁵	40,0	1,55·10 ⁻³	4·10 ⁻¹⁰	20	680
15	500·86400	60,0·10 ⁶	28,5	0,148	170·10 ⁻¹⁵	42,5	1,65·10 ⁻³	2·10 ⁻¹⁰	25	700
16	520·86400	62,5·10 ⁶	30,0	0,107	100·10 ⁻¹⁵	45,0	1,35·10 ⁻³	3·10 ⁻¹⁰	30	720
17	540·86400	65,0·10 ⁶	31,5	0,120	110·10 ⁻¹⁵	47,5	1,45·10 ⁻³	4·10 ⁻¹⁰	35	740
18	560·86400	67,5·10 ⁶	33,0	0,127	120·10 ⁻¹⁵	50,0	1,55·10 ⁻³	2·10 ⁻¹⁰	40	760
19	580·86400	70,0·10 ⁶	34,5	0,148	130·10 ⁻¹⁵	52,5	1,65·10 ⁻³	3·10 ⁻¹⁰	45	780

Контрольні питання

1. Який природний режим нафтового покладу називається пружним?
2. Який природний режим нафтового покладу називається пружноводонапірним?
3. Що розуміють під пружною енергією пластової системи?
4. Що розуміють під пружним запасом пласта?
5. Що розуміють під п'єзопровідністю пласта?

Список рекомендованих джерел

1, 2, 3, 10, 11, 17, 24, 28, 33.

1.2 Визначення нафтовилучення з пласта при водонапірному режимі

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення нафтовилучення з пласта при водонапірному режимі.

Основні теоретичні положення

Нафтовіддача нафтового пласта (англ. *oil recovery ratio*) – показник, що характеризує ступінь вилучення нафти з продуктивних пластів у процесі розробки родовища.

Під коефіцієнтом нафтовіддачі (β) (або коефіцієнтом вилучення нафти) розуміють відношення видобувних запасів нафти ($Q_{\text{вид}}$), тобто сумарного можливого видобутку нафти з покладу до початкових балансових запасів (Q_0).

Іноді з метою більш детального прогнозування і вивчення характеру розробки нафтових покладів виникає необхідність в більш точному визначенні коефіцієнта нафтовіддачі.

Так, під *проектним коефіцієнтом нафтовіддачі*, розуміють відношення визначених проектом розробки видобувних запасів до початкових балансових запасів. Цей коефіцієнт являє собою, ту максимальну частину корисної копалини, видобуток якої є кінцевою метою розробки даного покладу.

На відміну від проектного, *поточний коефіцієнт вилучення нафти* являє собою відношення видобутої кількості нафти до початкових балансових запасів. Він визначає ступінь виробки балансових запасів на певну дату розробки і характеризує поточний стан розробки.

У підсумку при правильному розрахунку запасів і нафтовіддачі в кінці розробки покладу поточна нафтовіддача повинна відповідати плановій, якщо не були застосовані міроприємства по збільшенню видобутку.

Під *первинним коефіцієнтом нафтовіддачі* слід розуміти відношення кількості нафти, яка може бути вилучена (або вже видобута) до початкових балансових запасів не враховуючи застосування міроприємств по впливу на пласт. При цьому відношення накопиченого видобутку до початкових балансових запасів, являє собою *поточний первинний коефіцієнт нафтовіддачі*, а відношення запланованих видобувних запасів до початкових балансових – *плановий первинний коефіцієнт нафтовіддачі*.

Вторинні (поточний і плановий) коефіцієнти нафтовіддачі являють собою відповідно відношення вже видобутої або запланованої до видобутку нафти (лише за рахунок міроприємств по впливу на пласт) до початкових балансових запасів.

Повний коефіцієнт нафтовіддачі враховує весь видобуток (в тому числі і за рахунок міроприємств по дії на пласт) по відношенню до початкових балансових запасів.

Фактори, які впливають на нафтовіддачу.

Накопичений досвід розробки нафтових родовищ по основних нафтовидобувних районах світу свідчить, що при сучасних умовах розробки в надрах нафтових родовищ ще залишається значна кількість нафти. Коефіцієнт нафтовіддачі в середньому складає 0,2–0,5.

Величина коефіцієнта нафтовіддачі залежить від багатьох факторів. Так повний коефіцієнт нафтовіддачі залежить від двох груп параметрів. Перша група характеризує природні умови і умови первинної розробки покладу, а друга – додаткову дію на поклад в процесі її розробки (вторинні умови).

Основними параметрами, які характеризують природні умови покладу є: властивості колектора, властивості нафти, геологічні особливості і режим роботи покладу.

Літолого-фізичні властивості порід-колекторів характеризують собою те середовище, по якому нафта рухається до видобувних свердловин. До числа таких властивостей в першу чергу відносяться: проникність і гідрофобність колекторів, а також ступінь їх мікро- і макронеоднорідності.

Характер колекторів спричиняє подвійний вплив на повноту вилучення нафти з надр. З одного боку його проникність, гідрофобність і мікронеоднорідність впливають на безпосередній рух нафти по пласту, ускладнюючи або полегшуючи цей рух залежно від характеру вказаних параметрів. З іншого боку, значна макронеоднорідність колектора утворює в покладі велику кількість тупикових зон, в яких після закінчення розробки нафтового покладу при пружньо-водонапірному режимі або нагнітанні води в пласт може залишатися значна кількість нафти.

У зв'язку з цим при вивченні нафтовіддачі покладів з водонапірними режимами, к правило, досліджуються два параметри – коефіцієнт витіснення нафти з колектора і коефіцієнт охоплення пласта заводненням, а загальний коефіцієнт нафтовіддачі являє добуток цих двох коефіцієнтів.

Основними властивостями нафти, які впливають на нафтовіддачу є її в'язкість і густина в пластових умовах. Чим більша в'язкість нафти, тим більший опір руху і тим менше нафти може бути витіснено при одній і тій же витраті пластової енергії.

До числа основних геологічних особливостей покладів, які суттєво впливають на нафтовіддачу, в першу чергу слід віднести пластовий тиск, товщину пласта-колектора, розміри покладу, характер структури, наявність або відсутність тектонічних порушень, глибини залягання продуктивного горизонту та ряд інших факторів.

Вважається, що більшість покладів вуглеводнів спочатку були насичені водою тому, що їх поровий простір формувався у воді під час нагромадження осадових порід. Під час формування родовищ вуглеводнів в поровий простір водонасичених пластів в процесі міграції потрапляла нафта, газ та газовий конденсат. Але вони не могли повністю витіснити воду з порового простору пласта через утримання її в субкапілярних порах поверхнево-молекулярними силами та силами зчеплення (адгезії) на поверхні породи у вигляді плівок. Цю воду називають *зв'язаною*, оскільки її не вдається витіснити при можливих у пластах градієнтах тиску. Зв'язану воду також називають *залишковою* або *початковою водонасиченістю* нафто- чи газонасиченого пласта. Сучасні дослідження показують, що вміст зв'язаної води в нафтових покладах коливається від 6 до 40 % і більше.

Стан залишкової води та початковий розподіл нафти, газу і води в пористому середовищі визначається багатьма властивостями цього середовища та пластових флюїдів: структурою пор, складом породи, фізико-хімічними властивостями порід і пластових флюїдів, кількістю та хімічним складом залишкової води, питомою поверхнею тощо.

Коефіцієнт нафтовіддачі залежно від середнього водонасичення породи S_v на даний момент можна знайти за формулою

$$K_{н.в} = (S_v - S_{п.в}) / (100 - S_{п.в}), \quad (2.1)$$

де числівник $(S_v - S_{п.в})$ – кількість води, що поступила в поклад замість такої ж кількості видобутої нафти, а знаменник $(100 - S_{п.в})$ – початкові запаси нафти. $S_{п.в}$ – початкове водонасичення. Величини S_v і $S_{п.в}$ виражені у відсотках.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити середній відсоток нафтовіддачі для указаних в завданні періодів часу.

Порядок виконання роботи

Визначення середнього відсотку нафтовіддачі для указаних в завданні періодів часу здійснюємо за формулою (2.1).

Приклад

Вихідні дані: Визначити середній відсоток нафтовіддачі, для указаних в умові періодів часу, нафтового покладу з водонапірним режимом, параметри якого визначені при дослідженні зразків кернів та за геофізичними методами:

- середня кількість зв'язаної (похованої) води в початковий період експлуатації дорівнює $S_{п.в} = 12 \%$;
- нафтонасичення – $S_{п.н} = 88 \%$.

У процесі експлуатації покладу середнє водонасичення почало збільшуватись. Через 6 років воно становило $S_B = 52 \%$, а через 9 років – 69% .

Розв'язування:

1. Коефіцієнт нафтовіддачі залежно від середнього водонасичення породи S_B на даний момент знаходимо за формулою (2.1)

$$K_{н.в} = (S_B - S_{п.в}) / (100 - S_{п.в})$$

Отже, нафтовіддача через 6 років становитиме

$$K_{н.(6)} = (52 - 12) / (100 - 12) = 0,455 \text{ або } 45,5 \%;$$

через 9 років

$$K_{н.в(9)} = (69 - 12) / (100 - 12) = 0,648 \text{ або } 64,8 \%.$$

Відповідь:

$$K_{н.в(6)} = 45,5 \%;$$

$$K_{н.в(9)} = 64,8 \%.$$

Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 2.1

Таблиця 2.1 – Вихідні дані

Варіант	Початкове водонасичення пласта $S_{п.в}$, %	Початкове Нафто насичення пласта $S_{п.н}$, %	Водонасичення пласта S_v через 5 років, %	Водонасичення пласта S_v через 8 років, %	Водонасичення пласта S_v через 11 років, %
1	2	3	4	5	6
0	6	94	15	30	45
1	7	93	17	32	47
1	2	3	4	5	6
2	8	92	19	34	49
3	9	91	21	36	51
4	10	90	23	38	53
5	11	89	25	40	55
6	12	88	27	42	57
8	13	87	29	44	59
9	14	86	31	46	61
10	15	85	33	48	63
11	16	84	35	50	65
12	17	83	37	52	67
13	18	82	39	54	69
14	19	81	41	56	71
15	20	80	43	58	73
16	21	79	45	60	75
17	22	78	47	62	77
18	23	77	49	64	79
19	24	76	51	66	81
20	25	75	53	68	83

Контрольні питання

1. Що характеризує показник нафтовіддачі?
2. Що розуміють під коефіцієнтом нафтовіддачі (нафтовилучення)?
3. Що розуміють під проектним коефіцієнтом нафтовіддачі?
4. Що розуміють під поточним коефіцієнтом вилучення нафти?
5. Що розуміють під первинним коефіцієнтом нафтовіддачі?
6. Які фактори впливають на нафтовіддачу?
7. Яку воду називають залишковою?

Список рекомендованих джерел

3, 6, 7, 10, 11, 17, 18, 23, 24, 28, 33.

1.3 Розрахунок розподілу тиску в прямолінійній ділянці покладу, який працює в умовах природного водонапірного режиму

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку розподілу тиску в прямолінійній ділянці покладу, який працює в умовах природного водонапірного режиму.

Основні теоретичні положення

Водонапірний (жорстководонапірний) режим, за яким нафта витісняється під напором природних або штучно закачуваних вод при $p > p_{нас}$. При цій умові вільний газ в пласті відсутній і фільтрується лише нафта або нафта з водою. Водонапірний режим у «чистому» вигляді спостерігається тоді, коли настає рівновага (баланс) між відбором із покладу рідини і припливом законтурної води в поклад. Така рівновага можлива за рахунок припливу із законтурної області або нагнітання з поверхні потрібної кількості води. При водонапірному режимі вилучення нафти супроводжується її заміщенням законтурною або запомповуваною водою, що пояснює достатньо стабільні в часі дебіти свердловин, пластовий тиск і газовий фактор. Стабільність газового фактору зумовлена ще і тим, що при $p_{пл} > p_{нас}$ виділення газу у пласті не відбувається, тому з кожною тонною нафти видобувають лише ту кількість газу, який був у ній розчинений при пластових умовах. Обводнення свердловин відбувається відносно швидко. Однак при сильній шаровій неоднорідності пласта обводнення свердловин може розтягуватися у часі, оскільки по добре проникних шарах пластова вода швидко досягне вибоїв свердловин, а по погано проникних – повільно. Даний режим теоретично вивчений найбільш повно. На теперішній час більше 80 % усієї видобутої нафти отримують з родовищ, які розробляються в умовах водонапірного режиму (який головним чином створюється штучно).

При водонапірному режимі відбувається достатньо ефективне витіснення нафти і досягаються найбільш високі значення коефіцієнтів нафтовилучення. Коефіцієнт нафтовилучення складає 0,5–0,8.

При розв'язуванні задач рекомендовано використовувати метод еквівалентних фільтраційних опорів, який базується на методі електрогідродинамічної аналогії (ЕГДА) і законі фільтрації Дарсі однорідної нестисливої рідини в пористому середовищі. Цей метод встановлює кількісний зв'язок між дебітами свердловин, тисками на

вибоях свердловин і на контурі живлення пласта. Згідно з методом ЕГДА фільтраційна схема пласта замінюється електричною схемою. Тоді повний фільтраційний опір реального потоку рідини замінюється декількома еквівалентними (послідовними або паралельними) фільтраційними опорами простіших потоків.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити вибійні тиски в свердловинах експлуатаційних рядів, які працюють в умовах водонапірного режиму.

Порядок виконання роботи

1. Складаємо систему рівнянь інтерференції рядів свердловин шляхом обходу схеми опорів від p_k до p_{c3} .
2. Визначаємо зовнішні фільтраційні опори.
3. Визначаємо половину відстані між свердловинами в кожному ряді.
4. Визначимо внутрішні фільтраційні опори.
5. Визначимо вибійні тиски в рядах видобувних свердловин.

Приклад

Вихідні дані: Визначити вибійні тиски в свердловинах експлуатаційних рядів однорідного за проникністю і товщиною пласта нафтового покладу з прямолінійними рядами, які працюють в умовах водонапірного режиму. Схема ділянки покладу наведена на рисунку 3.1.

Вихідні дані для розрахунку наведені в таблиці 3.1.

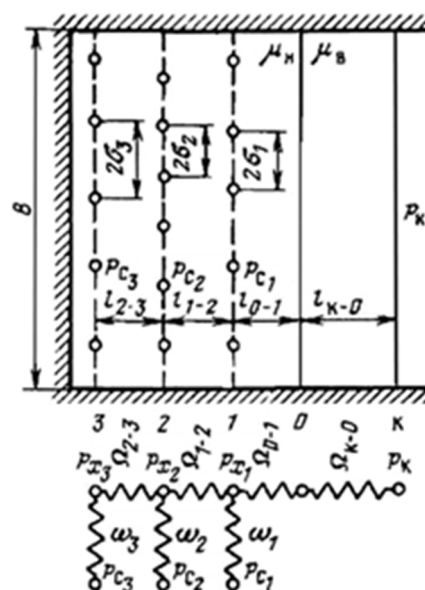


Рисунок 3.1 – Гідродинамічна і електрична схеми смугоподібного покладу, який розробляється трьома рядами свердловин

Таблиця 3.1 – Таблиця вихідних даних для розрахунку вибійних тисків

Перелік вхідних параметрів	Позначення, одиниці вимірювання	Значення
1	2	3
Ширина покладу	B , м	2 000
Довжина покладу	A , м	8 000
Відстань від контуру живлення пласта до ВНК	l_{k-0} , м	390
Відстань від першого ряду свердловин до ВНК	l_{0-1} , м	3 000
Відстань між рядами свердловин 1–2	l_{1-2} , м	3 000
Відстань між рядами свердловин 2–3	l_{2-3} , м	2 900
Тиск на контурі живлення пласта	p_k , МПа	12
Коефіцієнт проникності пласта	k , м ²	$80 \cdot 10^{-15}$
Товщина пласта	h , м	16
Коефіцієнт динамічної в'язкості нафти	μ_n , МПа·с	2,5
Коефіцієнт динамічної в'язкості води	μ_v , МПа·с	1,0
Дебіти видобувних свердловин в рядах	Q_1 , м ³ /добу	25
	Q_2 , м ³ /добу	30
	Q_3 , м ³ /добу	10
Кількість свердловин у кожному ряді	n_1	10
	n_2	8
	n_3	5
Зведений радіус свердловин	$r_{c.зв}$, м	0,1

Розв'язування:

1. Для розрахунку тисків на вибоях свердловин у видобувних рядах з врахуванням балансу припливу і відбору рідини, складаємо систему рівнянь інтерференції рядів свердловин шляхом обходу схеми опорів від p_k до p_{c3} :

$$\begin{cases} p_k - p_{c1} = (Q_1 + Q_2 + Q_3)\Omega_{k-0} + (Q_1 + Q_2 + Q_3)\Omega_{0-1} + Q_1\omega_1 \\ p_k - p_{c2} = (Q_1 + Q_2 + Q_3)(\Omega_{k-0} + \Omega_{0-1}) + (Q_2 + Q_3)\Omega_{1-2} + Q_2\omega_2 \\ p_k - p_{c3} = (Q_1 + Q_2 + Q_3)(\Omega_{k-0} + \Omega_{0-1}) + (Q_2 + Q_3)\Omega_{1-2} + Q_3\Omega_{2-3} + Q_3\omega_3 \end{cases}$$

2. Визначаємо зовнішні фільтраційні опори:

$$\Omega_{k-0} = \frac{\mu_v \cdot l_{k-0}}{B \cdot k \cdot h} = \frac{10^{-3} \cdot 390}{2000 \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 16} = 1,5234 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с/м}^3$$

$$\Omega_{0-1} = \frac{\mu_n \cdot l_{0-1}}{B \cdot k \cdot h} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 3000}{2000 \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 16} = 2,9297 \cdot 10^9 \text{ Па} \cdot \text{с/м}^3$$

$$\Omega_{1-2} = \frac{\mu_n \cdot l_{1-2}}{B \cdot k \cdot h} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 3000}{2000 \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 16} = 2,9297 \cdot 10^9 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3$$

$$\Omega_{2-3} = \frac{\mu_n \cdot l_{2-3}}{B \cdot k \cdot h} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2900}{2000 \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 16} = 2,832 \cdot 10^9 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3$$

3. Для визначення внутрішніх фільтраційних опорів попередньо потрібно знайти половину відстані між свердловинами в кожному ряді.

$$\sigma_i = \frac{B}{2 \cdot n_i}.$$

Підставивши числові значення, матимемо

$$\sigma_1 = \frac{B}{2 \cdot n_1} = \frac{2000}{2 \cdot 10} = 100 \text{ м.}$$

$$\sigma_2 = \frac{B}{2 \cdot n_2} = \frac{2000}{2 \cdot 8} = 125 \text{ м.}$$

$$\sigma_3 = \frac{B}{2 \cdot n_3} = \frac{2000}{2 \cdot 5} = 200 \text{ м.}$$

4. Визначимо внутрішні фільтраційні опори (не залежать від форми покладу)

$$\begin{aligned} \omega_1 &= \frac{\mu_n}{2\pi k h n_1} \ln \frac{\sigma_1}{\pi r_{\text{с.зв}}} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot \pi \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 16 \cdot 10} \ln \frac{100}{\pi \cdot 0,1} = \\ &= 1,7914 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_2 &= \frac{\mu_n}{2\pi k h n_2} \ln \frac{\sigma_2}{\pi r_{\text{с.зв}}} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot \pi \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 16 \cdot 10} \ln \frac{125}{\pi \cdot 0,1} = \\ &= 2,326 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_3 &= \frac{\mu_n}{2\pi k h n_3} \ln \frac{\sigma_3}{\pi r_{\text{с.зв}}} = \frac{2,5 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot \pi \cdot 80 \cdot 10^{-15} \cdot 16 \cdot 10} \ln \frac{200}{\pi \cdot 0,1} = \\ &= 4,0138 \cdot 10^8 \text{ Па} \cdot \text{с}/\text{м}^3 \end{aligned}$$

5. Підставивши числові значення в систему рівнянь, визначимо вибійні тиски в рядах видобувних свердловин.

$$12 \cdot 10^6 - p_{\text{с1}} = (25/86400 + 30/86400 + 10/86400) \cdot 1,5234 \cdot 10^8 + (25/86400 + 30/86400 + 10/86400) \cdot 2,9297 \cdot 10^9 + 25/86400 \cdot 1,7914 \cdot 10^8;$$

$$12 \cdot 10^6 - p_{\text{с2}} = (25/86400 + 30/86400 + 10/86400) \cdot (1,5234 \cdot 10^8 + 2,9297 \cdot 10^9) + (30/86400 + 10/86400) \cdot 2,9297 \cdot 10^9 + 30/86400 \cdot 2,326 \cdot 10^8;$$

$$12 \cdot 10^6 - p_{\text{с3}} = (25/86400 + 30/86400 + 10/86400) \cdot (1,5234 \cdot 10^8 + 2,9297 \cdot 10^9) + 10/86400 \cdot (2,832 \cdot 10^8 + 4,0138 \cdot 10^8).$$

Відповідь: $p_{\text{с1}} = 11,6 \text{ МПа}$; $p_{\text{с2}} = 8,24 \text{ МПа}$; $p_{\text{с3}} = 9,6 \text{ МПа}$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Дані до задачі, які беремо з прикладу: ширина покладу B , довжина покладу A , відстань від контуру живлення пласта до ВНК $l_{к-0}$, відстань від першого ряду свердловин до ВНК l_{0-1} , відстань між рядами свердловин 1–2 l_{1-2} , відстань між рядами свердловин 2–3 l_{2-3} , зведений радіус свердловин $r_{с.зв}$.

Таблиця 3.2 – Вихідні дані

Варіант	p_k , МПа	k , м ²	h , м	μ_n , мПа·с	μ_b , мПа·с	Q_1 , м ³ /доб	Q_2 , м ³ /доб	Q_3 , м ³ /доб	n_1	n_2	n_3
0	10	$50 \cdot 10^{-15}$	10	2,0	1,0	20	25	15	7	6	5
1	11	$55 \cdot 10^{-15}$	15	2,1	1,1	25	30	20	9	8	7
2	12	$60 \cdot 10^{-15}$	20	2,2	1,2	30	35	25	11	10	9
3	13	$65 \cdot 10^{-15}$	25	2,3	1,0	35	40	30	13	12	11
4	14	$70 \cdot 10^{-15}$	30	2,4	1,1	40	45	35	15	14	13
5	15	$75 \cdot 10^{-15}$	10	2,5	1,2	45	50	40	7	6	5
6	16	$80 \cdot 10^{-15}$	15	2,6	1,0	20	55	45	9	8	7
7	17	$50 \cdot 10^{-15}$	20	2,7	1,1	25	25	50	11	10	9
8	18	$55 \cdot 10^{-15}$	25	2,0	1,2	30	30	15	13	12	11
9	19	$60 \cdot 10^{-15}$	30	2,1	1,0	35	35	20	15	14	13
10	20	$65 \cdot 10^{-15}$	10	2,2	1,1	40	40	25	7	6	5
11	10	$70 \cdot 10^{-15}$	15	2,3	1,2	45	45	30	9	8	7
12	11	$75 \cdot 10^{-15}$	20	2,4	1,0	20	50	35	11	10	9
13	12	$80 \cdot 10^{-15}$	25	2,5	1,1	25	55	40	13	12	11
14	13	$50 \cdot 10^{-15}$	30	2,6	1,2	30	25	45	15	14	13
15	14	$55 \cdot 10^{-15}$	10	2,7	1,0	35	30	50	7	6	5
16	15	$60 \cdot 10^{-15}$	15	2,0	1,1	40	35	15	9	8	7
17	16	$65 \cdot 10^{-15}$	20	2,1	1,2	45	40	20	11	10	9
18	17	$70 \cdot 10^{-15}$	25	2,2	1,0	20	45	25	13	12	11
19	18	$75 \cdot 10^{-15}$	30	2,3	1,1	25	50	30	15	14	13
20	19	$80 \cdot 10^{-15}$	10	2,4	1,2	30	55	35	7	6	5

Контрольні питання

1. Який природний режим нафтового покладу називається водонапірним?
2. Який природний режим нафтового покладу називається жорстководонапірним?
3. Що є головним джерелом пластової енергії при водонапірному режимі?

4. Які значення мають коефіцієнти нафтовилучення при водонапірному режимі?

5. В яких випадках спостерігається водонапірний режим у «чистому» вигляді?

Список рекомендованих джерел

3, 6, 7, 10, 11, 17, 18, 23, 24, 28, 33.

1.4 Визначення термінів розробки родовища та коефіцієнтів нафтовилучення при режимі розчиненого газу

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку термінів розробки родовища та коефіцієнтів нафтовилучення при режимі розчиненого газу.

Основні теоретичні положення

Режим розчиненого газу розвивається при зниженні пластового тиску нижче тиску насичення і в першу чергу у замкнутах, покладах (літологічно запечатаних, тектонічно екранованих). Цей режим проявляється також у випадках погіршених колекторських властивостей продуктивної товщі в приконтурних зонах після зниження пластового тиску нижче тиску насичення у будь-яких покладах, а також у випадку відсутності гідродинамічного зв'язку нафтової частини з водоносною областю. *Головним джерелом пластової енергії є газ, який виділяється з нафти.*

Розробка нафтових родовищ на режимі розчиненого газу малоефективна з огляду низького нафтовилучення. Коефіцієнт нафтовилучення при цьому режимі становить від 0,05 до 0,3, а на родовищах Передкарпаття – 0,1–0,16.

На режимі розчиненого газу пластова енергія розподіляється приблизно рівномірно по площі нафтоносності та залежить від кількості газу, який розчинений в одиниці об'єму нафти. Видобувні свердловини при однакових колекторських властивостях пласта доцільно розташовувати за рівномірною сіткою (трикутною або квадратною). При цьому пласт ділиться на однакові форми області навколо кожної свердловини. Межі областей при одночасному введенні свердловин в експлуатацію та однакових тисках або відборах – це межі розділу течій, які в розрахунковому відношенні еквівалентні непроникним областям.

У розрахунках із допустимою точністю за область впливу кожної свердловини можна прийняти кругову площу, основа якої рівна площі квадрату або шестикутника, що припадає на свердловину в квадратній або трикутній сітках. Коли відстань між свердловинами дорівнює 2σ , то для квадратної сітки радіус еквівалентного кола

$$R_{\text{кп}} = \frac{2\sigma\sqrt{3}}{\sqrt{2\pi}} \approx 1,05\sigma,$$

а для трикутної сітки

$$R_{k\Delta} = \frac{2\sigma}{\sqrt{\pi}} \approx 1,13\sigma.$$

Для розрахунків щодо визначення поточних дебітів, тисків та нафтовилучення, потрібно знати залежність між тисками і насиченістю пор нафтою на непроникному контурі області.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити термін розробки та коефіцієнт нафтовилучення для першого і другого інтервалів зміни тиску.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо величину порового об'єму, який припадає на одну свердловину.
2. Визначаємо термін розробки для першого інтервалу зміни тиску.
3. Визначаємо термін розробки для другого інтервалу зміни тиску.
4. Визначаємо коефіцієнт нафтовилучення для першого інтервалу зміни тиску.
5. Визначаємо коефіцієнт нафтовилучення для другого інтервалу зміни тиску.

Приклад

Вихідні дані: Визначити терміни розробки і коефіцієнт нафтовилучення для покладу нафти, який розробляється при режимі розчиненого газу за умови $Q(t) = \text{const}$ при наступних вхідних даних, що наведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Таблиця вихідних даних для розрахунку термінів розробки

Вихідні параметри	Одиниці вимірювання	Значення
1	2	3
Дебіт свердловини	$Q, \text{м}^3/\text{добу}$	4,5
Радіус контуру живлення пласта	$R_k, \text{м}$	75
Товщина пласта	$h, \text{м}$	7
Коефіцієнт пористості пласта	$m, \%$	11,5
Насиченість пор на початку першого інтервалу зміни тиску	ρ_0	1,0

Продовження таблиці 4.1

Насиченість пор на початку другого інтервалу зміни тиску	ρ_{ki}	0,8947
Нафтонасичення пор на кінець першого інтервалу зміни тиску	$\rho_{0 \text{ кін}}$	0,8947
Нафтонасичення пор на кінець другого інтервалу зміни тиску	$\rho_{ki \text{ кін}}$	0,8336
Коефіцієнт пружності породи при тиску 20 МПа	$\beta(p_0)$, Па	1,26
Коефіцієнт пружності породи при тиску 19 МПа	$\beta(p_{ki})$, Па	1,23
Коефіцієнт пружності породи при тиску 18 МПа	$\beta(p_{ki+1})$, Па	1,21

Розв'язування:

1. Термін розробки за умови $Q(t) = \text{const}$ визначаємо за формулою

$$t_{Q=\text{const}} = \frac{\Omega}{Q} \left[\frac{\rho_0}{\beta(p_0)} - \frac{\rho_k}{\beta(p_k)} \right], \quad (4.1)$$

де Ω – поровий об'єм, що припадає на одну свердловину і визначається за формулою $\Omega = \pi \cdot R_k^2 \cdot h \cdot m$. (4.2)

2. Визначимо величину порового об'єму, який припадає на одну свердловину за формулою (4.2)

$$\Omega = \pi \cdot 75^2 \cdot 7 \cdot 0,115 = 1,423 \cdot 10^4 \text{ м}^3.$$

3. Тоді, термін розробки за формулою (4.1) для першого інтервалу зміни тиску становитиме

$$t_1 = \frac{1,423 \cdot 10^4}{4,5} \cdot \left[\frac{1,0}{1,26} - \frac{0,8947}{1,23} \right] = 209,5 \text{ діб.}$$

4. Аналогічно визначимо термін розробки для другого інтервалу зміни тиску

$$t_2 = \frac{1,423 \cdot 10^4}{4,5} \cdot \left[\frac{0,8947}{1,23} - \frac{0,8336}{1,21} \right] = 121,66 \text{ діб.}$$

5. Загальний термін розробки визначиться сумуванням окремих термінів розробки $T = t_1 + t_2$.

$$T = 209,5 + 121,66 = 331,16 \text{ доби.}$$

6. Визначаємо коефіцієнт нафтовилучення для першого інтервалу зміни тиску

$$\eta = 1 - \frac{\rho_k}{\rho_0} \cdot \frac{\beta(p_0)}{\beta(p_k)},$$

$$\eta_1 = 1 - \frac{0,8947}{1,0} \cdot \frac{1,26}{1,23} = 0,083.$$

7. Визначаємо коефіцієнт нафтовилучення для другого інтервалу зміни тиску

$$\eta_2 = 1 - \frac{0,8336}{0,8947} \cdot \frac{1,23}{1,21} = 0,053.$$

Отже, коефіцієнт нафтовилучення при режимі розчиненого газу залежить від властивостей пластової нафти і газу, від кількості газу, розчиненого в нафті, а також від фазових проникностей. Але у всіх випадках кінцеве нафтовилучення при режимі розчиненого газу є нижчим, ніж при режимі витіснення нафти водою.

Відповідь: Термін розробки для першого інтервалу зміни тиску $t_1 = 209,5$ діб. Термін розробки для другого інтервалу зміни тиску $t_2 = 121,66$ діб. Коефіцієнт нафтовилучення для першого інтервалу зміни тиску $\eta_1 = 0,083$. Коефіцієнт нафтовилучення для другого інтервалу зміни тиску $\eta_2 = 0,053$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи подано в таблиці 4.2

Таблиця 4.2 – Вихідні дані

Варіант	Q, м³/добу	R _k , м	h, м	m, %	ρ_0	ρ_{ki}	$\rho_{0 \text{ кін}}$	$\rho_{ki \text{ кін}}$	$\beta(P_0)$, Па	$\beta(P_{ki})$, Па	$\beta(P_{ki+1})$, Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	1,0	50	5	10	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
1	1,5	55	7	12	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
2	2,0	60	9	14	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
3	2,5	65	11	10	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
4	3,0	70	13	12	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
5	3,5	75	15	14	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
6	4,0	80	17	10	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
7	4,5	85	19	12	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
8	5,0	90	21	14	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
9	5,5	95	23	10	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
10	6,0	100	25	12	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
11	6,5	105	27	14	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
12	7,0	110	29	10	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
13	7,5	115	31	12	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
14	8,0	120	33	14	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
15	8,5	125	35	10	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20

Продовження таблиці 4.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
16	9,0	130	37	12	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
17	9,5	140	39	14	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
18	10,0	145	41	10	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
19	10,5	150	43	12	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20
20	11,0	155	45	14	1,0	0,8940	0,8940	0,8320	1,25	1,22	1,20

Контрольні питання

1. Який природний режим називається режимом розчиненого газу?
2. Що є головним джерелом пластової енергії при режимі розчиненого газу?
3. На скільки стадій ділиться період розробки родовища?
4. Опишіть стадії розробки родовища?
5. Що розуміють під коефіцієнтом нафтовилучення?

Список рекомендованих джерел

3, 6, 7, 10, 11, 17, 18, 23, 24, 28, 33.

1.5 Визначення тиску на вибої нагнітальної свердловини

Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку тиску на вибої нагнітальної свердловини при заповнюванні в неї води.

Основні теоретичні положення

Основні гідродинамічні розрахунки при заводненні

Природна пластова енергія не завжди забезпечує повноту відбирання нафти і потрібну інтенсивність розробки родовищ. Для отримання більш високих значень *коефіцієнтів нафтовилучення і досягнення необхідних темпів вилучення нафти з надр* на сьогоднішній день широко застосовуються методи підтримання пластового тиску шляхом нагнітання в поклад води або газу. Заводнення нафтових покладів з його різновидами на сьогоднішній день – основний метод дії на нафтові пласти з метою вилучення з них нафти. Заводнення є основною технологією розробки нафтових родовищ.

Заводнення здійснюється з метою *підвищення нафтовилучення і інтенсифікації процесу розробки*. Приймаючи рішення на підтримання пластового тиску закачуванням води розглядаються наступні питання:

- 1) визначають місцезнаходження водонагнітальних свердловин;
- 2) визначають кількість води, що нагнітається;
- 3) визначають кількість нагнітальних свердловин;
- 4) встановлюють вимоги до води, що нагнітається.

Залежно від розміщення водонагнітальних свердловин розрізняють наступні *системи заводнення* (рис. 5.1):

- законтурне;
- приконтурне;
- внутрішньоконтурне.

При *блокових системах розробки* розрізняють такі *системи заводнення* (рис. 5.2, 5.3):

- площова система заводнення;
- вибіркове;
- осередкове;
- бар'єрне.

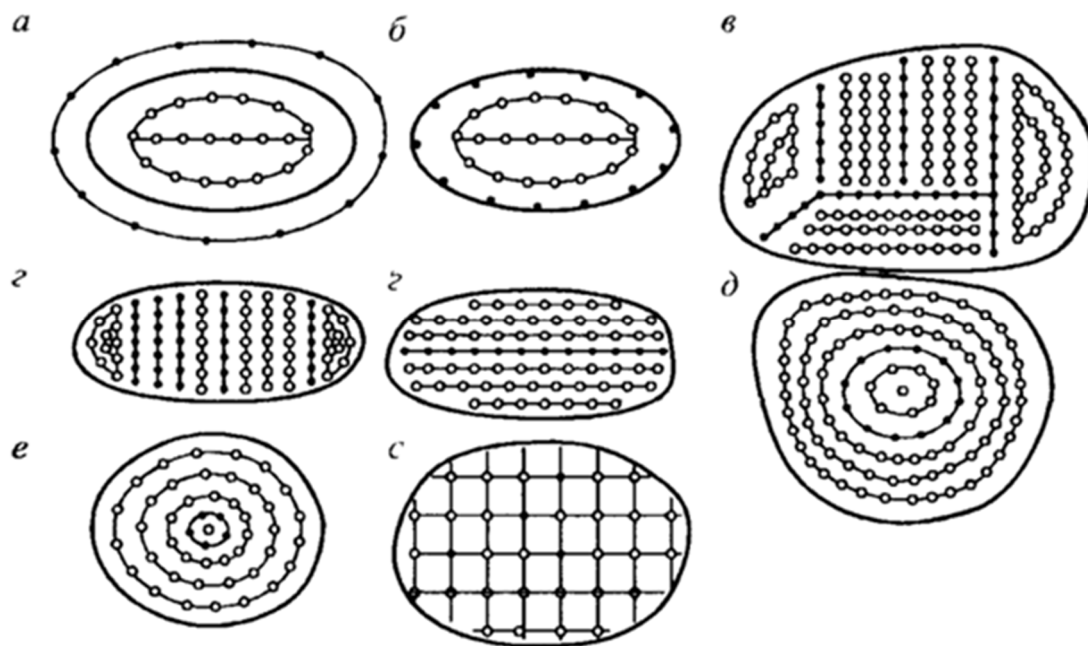


Рисунок 5.1 – Схеми заводнювання покладів

a – законтурне; *б* – приконтурне; *в* – *є* – внутрішньоконтурне;
в – з розрізанням на окремі площі; *г* – блокове; *т* – осьове;
д – кільцеве; *е* – центральне; *є* – осередкове
 ○ – видобувні свердловини; ● – нагнітальні свердловини

(англ. *block contour flooding*) – різновид внутрішньоконтурного заводнення, що передбачає «розрізання» нафтового покладу рядами нагнітальних свердловин на «блоки» (англ. *block*) і дає змогу розробляти весь поклад за один етап без консервації запасів у внутрішніх зонах і без перенесення фронту нагнітання. Воно рекомендується для витягнутих по площі експлуатаційних об'єктів з помірною неоднорідністю продуктивних пластів.

Вибіркове заводнення (англ. *selective (water)-flooding*) – різновид внутрішньоконтурного не суцільного заводнення, який передбачає цілеспрямоване вибирання місцезнаходження нагнітальних свердловин з урахуванням деталей геологічної будови продуктивного горизонту з метою забезпечення максимальної інтенсифікації розробки при мінімальному впливі зональної неоднорідності на нафтовилучення.

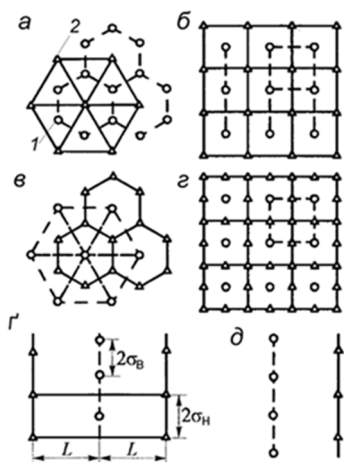


Рисунок 5.2 – Геометрія розташування свердловин при площовому заводнненні

- а* – чотириточкова;
б – п'ятиточкова; *в* – семиточкова;
г – дев'ятиточкова;
г, д – лінійна (з виділеними елементами) системи;
1 – видобувні свердловини;
2 – нагнітальні свердловини

Під час розробки нафтогазових і нафтогазоконденсатних родовищ пластового типу з метою ізоляції газової або газоконденсатної частини від нафтової використовується *бар'єрне заводнення*. Кільцевий ряд нагнітальних свердловин при цьому розташовують у межах газонафтової зони поблизу внутрішнього контуру газоносності. Цей спосіб заводнення забезпечує можливість відбирання нафти і газу з надр без консервації газової шапки на тривалий час, може поєднуватись з іншими видами заводнення. В практиці розробки нафтогазових родовищ найбільше поширення отримали *звичайне законтурне і бар'єрне заводнення*, а також поєднання бар'єрного заводнення із законтурним. Кількість вилучуваних вуглеводнів із нафтогазоконденсатних родовищ можна збільшувати, використовуючи комбінований вплив на газоконденсатну частину родовища шляхом нагнітання в неї газу та води.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Розрахувати тиск на вибої нагнітальної свердловини при запомпуюванні в неї води.

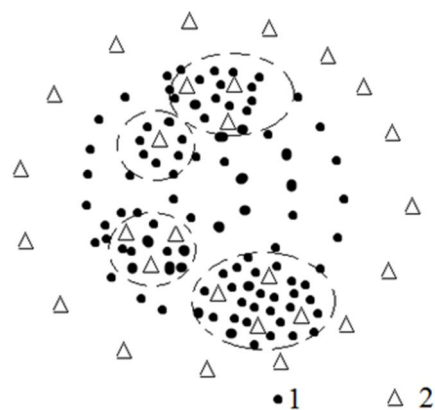


Рисунок 5.3 – Осередкове заводннення

- 1* – видобувні свердловини;
2 – нагнітальні свердловини

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо швидкість руху води при її запомпунні в нагнітальну свердловину.
2. Визначаємо Критерій Рейнольдса.
3. Визначаємо коефіцієнт втрат на тертя по довжині (λ) за формулою Блазіуса.
4. Визначаємо втрати тиску на тертя.
5. Визначаємо тиск на вибої нагнітальної свердловини.

Приклад

Вихідні дані: Розрахувати тиск на вибої нагнітальної свердловини при запомпунні в неї води. Вихідні дані для розрахунку наведено в таблиці 5.1, типорозміри насосно-компресорних труб подані в таблиці 5.2.

Таблиця 5.1 – Таблиця вихідних даних для розрахунку тиску на вибої нагнітальної свердловини

Перелік вхідних параметрів	Позначення, одиниць вимірювання	Значення параметрів
Глибина свердловини	H , м	2500
Витрата води	Q , м ³ /добу	200
Діаметр колони НКТ	d , мм	73
Тиск нагнітання	$p_{\text{нагн}}$, МПа	15
Густина води	ρ_v , кг/м ³	1000
Коефіцієнт динамічної в'язкості води	μ_v , мПа·с	1,0

Таблиця 5.2 – Типорозміри насосно-компресорних труб

Зовнішній діаметри НКТ, мм	42,2	48,3	60,3	73,0	88,9
Товщина стінки, мм	3,5	4,0	5,0	5,5; 7,0	6,5; 8,0

Розв'язування:

1. Тиск на вибої нагнітальної свердловини визначається за формулою:

$$p_{\text{виб.н}} = \rho_v \cdot g \cdot H + p_{\text{нагн}} - \Delta p_{\text{втр}},$$

де $\Delta p_{\text{втр}}$ – втрати тиску на тертя, які визначаються за формулою Дарсі-Вейсбаха

$$\Delta p_{\text{втр.}} = \lambda \frac{H}{d} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho_{\text{в}},$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору, який залежить від числа Рейнольдса і шорсткості труби, $\lambda = f(Re, \Delta)$;

d – діаметр труби, по якій ведеться нагнітання води;

v – швидкість руху води.

З таблиці (табл. 5.1) для труб НКТ із зовнішнім діаметром 73 мм вибираємо товщину стінки труби 5,5 мм. Отже, внутрішній діаметр НКТ становитиме

$$d = d_{\text{зовн}} - 2\delta = 73 - 2 \cdot 5,5 = 62 \text{ мм.}$$

2. Визначаємо швидкість руху води при її запомпунні в нагнітальну свердловину

$$v = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi d^2} = \frac{4 \cdot 200}{86400 \cdot \pi \cdot (62 \cdot 10^{-3})^2} = 0,767 \text{ м/с.}$$

3. Визначаємо Критерій Рейнольдса

$$Re = \frac{v \cdot d}{\nu} = \frac{v \cdot d \cdot \rho_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}} = \frac{0,767 \cdot 62 \cdot 10^{-3} \cdot 1000}{10^{-3}} = 47554.$$

4. Оскільки $Re > Re_{\text{кр}}$ ($Re_{\text{кр}} = 2320$), то режим руху турбулентний і λ визначають за формулою Блазіуса

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} = \frac{0,3164}{47554^{0,25}} = 0,021.$$

5. Втрати тиску на тертя становитимуть

$$\Delta p_{\text{втр.}} = \lambda \frac{H}{d} \cdot \frac{v^2}{2} \cdot \rho_{\text{в}} = 0,021 \frac{2500}{62 \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{0,767^2}{2} \cdot 1000 = 0,25 \text{ МПа.}$$

6. Тиск вибої нагнітальної свердловини буде рівний

$$\begin{aligned} p_{\text{виб.н}} &= \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot H + p_{\text{нагн}} - \Delta p_{\text{втр}} = \\ &= (1000 \cdot 9,81 \cdot 2500) \cdot 10^{-6} + 15 - 0,25 = 39,28 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Відповідь: $p_{\text{виб.н}} = 39,28 \text{ МПа.}$

Вихідні дані для виконання практичної роботи подані в таблиці 5.2

Таблиця 5.2 – Вихідні дані

Варіант	H , м	Q , м ³ /добу	d , мм	$p_{\text{нагн}}$, МПа	$\rho_{\text{в}}$, кг/м ³	$\mu_{\text{в}}$, мПа·с
0	1000	150	42,2	10	1000	1,0
1	1200	170	42,2	10	1000	1,0
2	1400	190	42,2	10	1000	1,0
3	1600	210	42,2	10	1000	1,0
4	1800	230	48,3	10	1000	1,0
5	2000	250	48,3	12	1000	1,0
6	2200	150	48,3	12	1000	1,0
7	2400	170	48,3	12	1000	1,0
8	2600	190	60,3	12	1000	1,0
9	2800	210	60,3	12	1000	1,0
10	3000	230	60,3	14	1000	1,0
11	3200	250	60,3	14	1000	1,0
12	3400	150	73,0	14	1000	1,0
13	3600	170	73,0	14	1000	1,0
14	3800	190	73,0	14	1000	1,0
15	4000	210	73,0	16	1000	1,0
16	4200	230	88,9	16	1000	1,0
17	4400	250	88,9	16	1000	1,0
18	4600	150	88,9	16	1000	1,0
19	4800	170	88,9	16	1000	1,0
20	5000	190	88,9	16	1000	1,0

Контрольні питання

1. З якою метою здійснюють заводнення свердловин?
2. Які системи заводнення застосовують на родовищах вуглеводнів?
3. Яку систему заводнення називають законтурним заводненням?
4. Яку систему заводнення називають приконтурним заводненням?
5. Яку систему заводнення називають внутрішньоконтурним заводненням?
6. Яку систему заводнення називають блоковою системою заводнення?

Список рекомендованих джерел

3, 6, 7, 10, 11, 17, 18, 23, 24, 28, 33.

1.6 Приведення пластового тиску до заданої площини

Мета роботи

Набуття практичних навичок приведення пластового тиску до заданої площини.

Основні теоретичні положення

Пластовий тиск – найважливіший параметр, що характеризує енергію нафтогазоносних і водоносних пластів. У формуванні пластового тиску беруть участь гідростатичний тиск, надлишковий тиск покладів нафти та газу (архімедова сила), тиск, що виникає внаслідок зміни об'єму резервуара (порового або тріщинного простору), а також розширення (або стискування) флюїдів та зміни їх маси.

Розрізняють *початковий* (до розкриття підземного резервуара або не порушений техногенними процесами) і *поточний (динамічний) пластовий тиск*.

Порівняно з умовним гідростатичним тиском (тиск стовпа прісної води висотою від денної поверхні до точки вимірювання) пластовий тиск розділяють на *нормальний* і *аномальний*. Перший знаходиться в прямій залежності від глибини залягання пласта, збільшується через кожні 10 м приблизно на 0,1 МПа. Пластовий тиск, що значно відрізняється від гідростатичного, називається *аномальним пластовим тиском*.

При експлуатації свердловин у привибійній зоні утворюється область зниженого пластового тиску. У процесі розробки покладів вуглеводнів пластовий тиск знижується, що приводить до зменшення дебітів свердловин, зміни фізико-хімічних властивостей флюїдів, ускладнює їх видобуток, збільшує втрати цінних компонентів. Тому розробку і експлуатацію покладів ведуть з підтримуванням пластового тиску.

Вимірювання пластових тисків на багатьох родовищах дозволили встановити, що реальний пластовий тиск відрізняється від прогнозного тиску на величину від 0,8 до 1,2, яка називається *коефіцієнтом аномальності*. Різниця між дійсним і очікуваним пластовим тиском залежить від відстані між п'єзометричною поверхнею і гирлом свердловини, а також від різниці між прийнятою і дійсною густиною рідини. Слід зазначити, що не завжди пластовий тиск визначається лише умовами припливу рідини в резервуар і відбору рідини з нього.

Підвищення або зниження пластового тиску порівняно з гідростатичним може бути обумовлено рядом інших причин:

- 1) силою тяжіння вище залягаючих гірських порід (гірським тиском);
- 2) тектонічними силами;
- 3) температурою;
- 4) хімічними процесами.

Початковий пластовий тиск до початку експлуатації залежить від глибини залягання покладу і з певною похибкою може бути визначений за формулою

$$p_{\text{пл.пoch}} = \rho_{\text{пл}} \cdot g \cdot H \quad (6.1)$$

де $p_{\text{пл.пoch}}$ – початковий пластовий тиск, Па;

$\rho_{\text{пл}}$ – перевідний коефіцієнт, Па/м;

H – глибина залягання пласта, м.

Реальний пластовий тиск трохи відрізняється від прогнозного тиску, визначеного за формулою (6.1). Як правило, $p_{\text{пл.пoch}}$ становить $(0,8 - 1,2) \rho_{\text{пл}} \cdot g \cdot H$.

У газовому покладі пластовий тиск однаковий по всій площі або змінюється не сильно.

У нафтовому покладі при значних кутах падіння пластів пластовий тиск у різних частинах покладу неоднаковий: на крилах – максимальний, у склепінні – мінімальний (рис. 6.1).

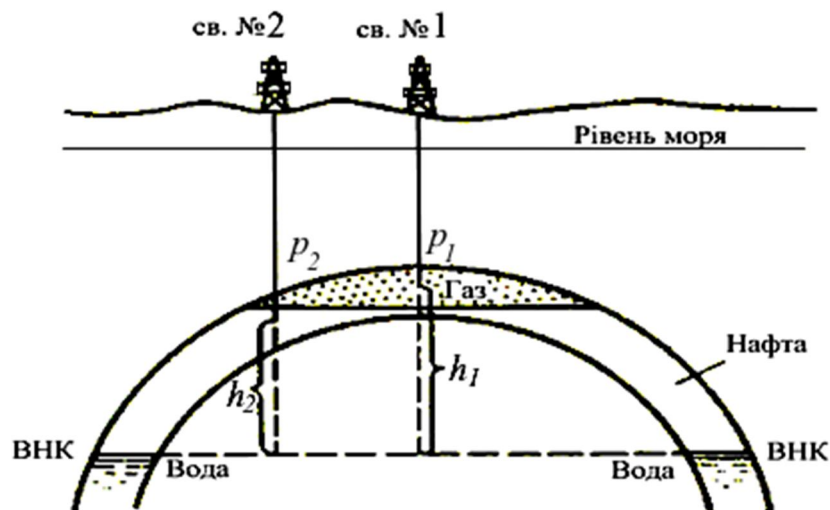


Рисунок 6.1 – Антиклинальна складка

У пластових умовах на реальні тиски в покладі накладаються відповідні зміни тиску по площі, зумовлені зміною глибини залягання пласта. Тому зручніше відносити пластовий тиск у покладі до якоїсь однієї

площини. Як правило, за таку площину приймають рівень моря або умовну площину первинного положення водонафтового контакту. Тиск у пласті, віднесений до цієї умовної площини, називається *приведеним*.

Якщо пластові тиски у свердловинах 1 і 2 (рис. 6.1) дорівнюють відповідно p_1 і p_2 , то *приведені тиски* в них, віднесені до первинного рівня водонафтового контакту, становитимуть:

$$p_{зв.пл.1} = p_1 + h_1 \cdot \rho_p \cdot g; \quad p_{зв.пл.2} = p_2 + h_2 \cdot \rho_p \cdot g \quad (6.2)$$

де h_1 і h_2 – відстані від вибоїв свердловини до рівня водонафтового контакту;

ρ_p – густина пластової рідини;

g – прискорення вільного падіння.

Зміни пластового тиску реєструють при експлуатації нафтових і газових родовищ. Це дає можливість аналізувати процеси, що відбуваються в пласті. На підставі даних про динаміку зміни пластових тисків розробляють заходи для збільшення ефективності експлуатації родовища.

Отже, *приведений пластовий тиск* – вимірний пластовий тиск, перерахований для зручності порівняння до певної горизонтальної площини, наприклад, до рівня моря або поверхні водонафтового контакту (ВНК) тощо.

Приведення пластового тиску до заданої площини порівняння здійснюється за формулою:

$$p_{пр.пл} = p_{пл} + \rho g h, \quad (6.3)$$

де $p_{пр.пл}$ – приведений пластовий тиск, Па;

$p_{пл}$ – пластовий тиск, вимірний у свердловині, наприклад, на середині інтервалу перфорації, Па;

ρ – густина нафти в пластових умовах, кг/м^3 ;

g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ($g = 9,81 \text{ м/с}^2$);

h – відстань по вертикалі від глибини вимірювання тиску до заданої площини порівняння (наприклад, в якості площини порівняння приймаємо площину початкового водонафтового контакту або рівня моря), м.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити *приведений пластовий тиск* у пласті згідно із завданням.

Порядок виконання роботи

Приведення пластового тиску до заданої площини порівняння здійснюємо за формулою (6.3).

Приклад

Вихідні дані: Визначити приведенний пластовий тиск $p_{зв.пл}$, якщо виміряний глибинним манометром пластовий тиск $p_{пл} = 16,3$ МПа;

відстань h від середини інтервалу перфорації (1572 – 1594 м) до початкового рівня водонафтового контакту становить 133,4 м;

густина нафти в пластових умовах $\rho = 827$ кг/м³.

Розв'язування:

$$\begin{aligned} p_{пр.пл} &= p_{пл} + \rho g h = 16,3 \cdot 10^6 + 827 \cdot 9,81 \cdot 133,4 = \\ &= 17,38 \cdot 10^6 \text{ Па} = 17,38 \text{ МПа} \end{aligned}$$

Відповідь: Приведений пластовий тиск $p_{пр.пл} = 17,38$ МПа.

Вихідні дані для виконання практичної роботи приведені в таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Вихідні дані

Варіант	Виміряний глибинним манометром пластовий тиск $p_{пл}$, МПа	Відстань h від середини інтервалу перфорації до початкового рівня водонафтового контакту, м	Інтервал перфорації, м	Густина нафти в пластових умовах ρ , кг/м ³
0	5,17	70	500 – 550	780
1	5,64	80	550 – 600	785
2	6,13	90	600 – 650	790
3	6,62	100	650 – 700	795
4	7,11	110	700 – 750	800
5	7,60	120	750 – 800	805
6	8,09	130	800 – 850	810
8	8,58	140	850 – 900	820
9	9,07	150	900 – 950	830
10	9,56	160	950 – 1000	840
11	10,05	170	1000 – 1050	850
12	10,54	180	1050 – 1100	860
13	11,03	190	1100 – 1150	870
14	11,53	200	1150 – 1200	880
15	12,02	210	1200 – 1250	890
16	12,51	220	1250 – 1300	1000
17	13,00	230	1300 – 1350	1010
18	13,49	240	1350 – 1400	1020
19	13,98	250	1400 – 1450	1030
20	14,47	260	1450 – 1500	1040

Контрольні питання

1. Що розуміють під пластовим тиском?
2. Що розуміють під початковим пластовим тиском?
3. Що розуміють під поточним (динамічним) пластовим тиском?
4. Який пластовий тиск називають нормальним?
5. Який пластовий тиск називають аномальним?
6. Який пластовий тиск називають приведеним?
7. Як правило до яких площин відносять приведений тиск?

Список рекомендованих джерел

3, 6, 10, 11, 17, 18, 23, 24, 33.

2 ЛАБОРАТОРНІ РОБОТИ

2.1 Визначення властивостей рідини дослідним шляхом

Мета роботи

Освоєння техніки вимірювання густини, в'язкості і поверхневого натягу рідин.

Основні теоретичні положення

Рідиною називають малостискуване тіло, яке змінює свою форму під дією дуже малих сил. Основні характеристики рідини: густина, стисливість, теплове розширення, в'язкість і поверхневий натяг.

Густина – відношення маси рідини m до її об'єму:

$$\rho = m / V.$$

В'язкість – властивість рідини чинити опір відносному ковзанню її шарів. Цей параметр оцінюють *динамічним коефіцієнтом в'язкості* μ , який вимірюється в Паскаль-секундах (Па·с) і дорівнює дотичній напрузі між сусідніми шарами, якщо їх відносна швидкість переміщення чисельно збігається з товщиною шару. Кінематичний коефіцієнт в'язкості ν визначають за формулою:

$$\nu = \mu / \rho$$

і вимірюють в квадратних метрах за секунду ($\text{м}^2/\text{с}$) або в Стоксах ($1 \text{ ст} = 1 \text{ см}^2/\text{с}$). Ці коефіцієнти визначаються видом рідини, не залежать від швидкості течії, суттєво зменшуються зі зростанням температури.

Поверхневий натяг – властивість рідини утворювати поверховий шар молекул, що взаємно притягуються. Цей параметр характеризується *коефіцієнтом поверхневого натягу* σ , рівним силі на одиниці довжини контуру вільної поверхні.

Значення ρ , ν і σ при 20 °С вказані в таблиці 1.1.

Завдання

Виміряти густину рідини ареометром; виміряти в'язкість капілярним віскозиметром; виміряти поверхневий натяг сталагмометром.

Обладнання, прилади, матеріали та реагенти

Ареометр, капілярний віскозиметр, сталагмометр, набір рідин.

Таблиця 1.1 – Значення параметрів (ρ , ν , σ) деяких рідин при 20 °С.

Рідина	ρ , кг/м ³	$\nu \cdot 10^6$, м ² /с	$\sigma \cdot 10^3$, Н/м
Вода прісна	998	1,01	73
Спирт етиловий	790	1,52	23
Масило Автол М-8В	900	300	25
Масило Індустріальне 20	900	110	25
Масило трансформаторне	890	30	25
Масило АМГ-10	850	20	25

Порядок виконання роботи

Вимірювання густини рідини ареометром

Ареометр (рис. 1.1) служить для визначення густини рідини поплавковим методом. Він являє собою порожнистий циліндр з міліметровою шкалою і вантажем в нижній частині. Завдяки вантажу ареометр плаває в досліджуваній рідині в вертикальному положенні. Глибина занурення ареометра є мірою густини рідини і зчитується зі шкали по верхньому краю меніска рідини навколо ареометра. У звичайних ареометрах шкала відградуйована відразу по густині.

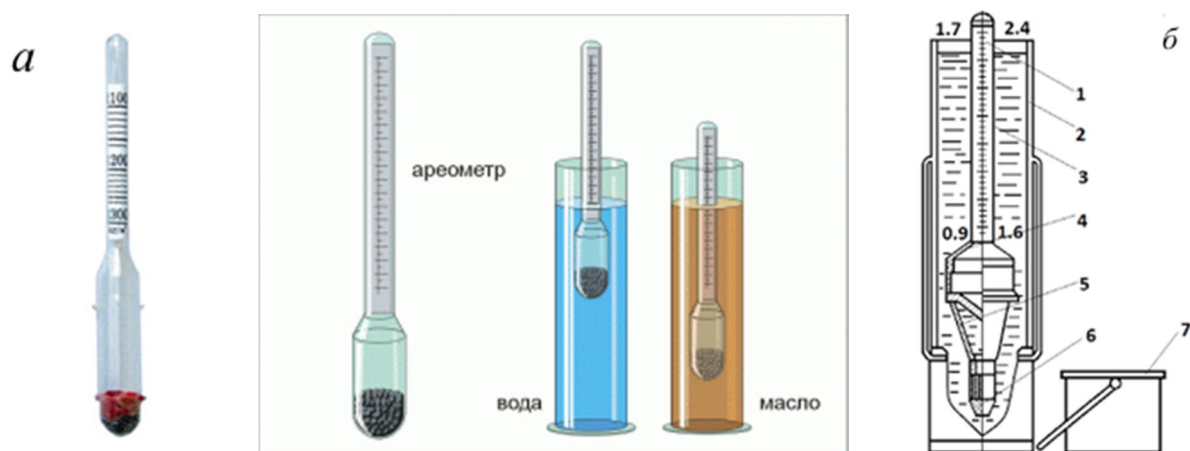


Рисунок 1.1 – Ареометр

а – лабораторний ареометр; б – ареометр АГ-3ПП

В ході роботи необхідно виконати наступні операції:

1. Виміряти глибину занурення h ареометра за міліметровою шкалою.
2. Обчислити густину рідини за формулою

$$\rho = 4m/(\pi \cdot d^2 \cdot 2h),$$

де m – маса ареометра; d – діаметр ареометра.

Ця формула одержана шляхом прирівнювання сили тяжіння ареометра

$$G = m \cdot g$$

і виштовхувальної (Архімедової) сили

$$P \cdot g \cdot W \cdot A = \rho,$$

де W – об'єм пофужереної (нижньої) частини ареометра:

$$W = (\pi \cdot d^2 \cdot 2 / 4)h.$$

3. Порівняти дослідне значення густини ρ з довідковим значенням ρ^* (табл. 1). Значення використовуваних величин звести в таблицю 1.2.

Таблиця 1.2 – Значення величин при визначенні густини

Вид рідини	m , г	d , см	h , см	ρ , г/см ³	ρ^* , г/см ³
Вода	86	10	0,55		

Вимірювання в'язкості капілярним віскозиметром

У капілярних віскозиметрах (рис. 1.2) принцип визначення в'язкості ґрунтується на вимірюванні часу протікання заданого об'єму рідини через вузький отвір або трубку, при заданій різниці тисків. Найчастіше рідина з резервуару витікає під дією власної ваги. За цим принципом діють віскозиметри Енглера та Оствальда. Капілярний віскозиметр є достатньо точним і універсальним, з його допомогою вимірюється в'язкість від 10 мкПа·с (гази) до 10 кПа·с. Використовують віскозиметри за стандартом ASTM D 445 (ГОСТ 33). В'язкість бурових промивальних рідин визначають також в умовних одиницях – секундах за часом витікання певного об'єму розчину з лійки приладу СПВ-5 через трубку з отвором діаметром 5 мм.

Основною відмінністю віскозиметра показаного на рисунку 1.2 є наявність у вимірювальній трубці не постійного, а змінного стовпа суспензії, висота якого H залежить від швидкості витіку суспензії через затоплену батарею патрубків. Датчик в'язкості складається з приймального пристрою 1, що працює з переливом, заспокоювача потоку 2 і втулки з каліброваним отвором 3, що забезпечує постійну витрату суспензії у вимірювальну трубу 4. Суспензія з труби протікає через батарею патрубків 5, розміщену в компенсаційній воронці 6. Висота стовпа суспензії H , що характеризує опір руху суспензії через патрубки, а отже, і її в'язкість, вимірюється дифманометром через кільцеву камеру відбору тиску 7.

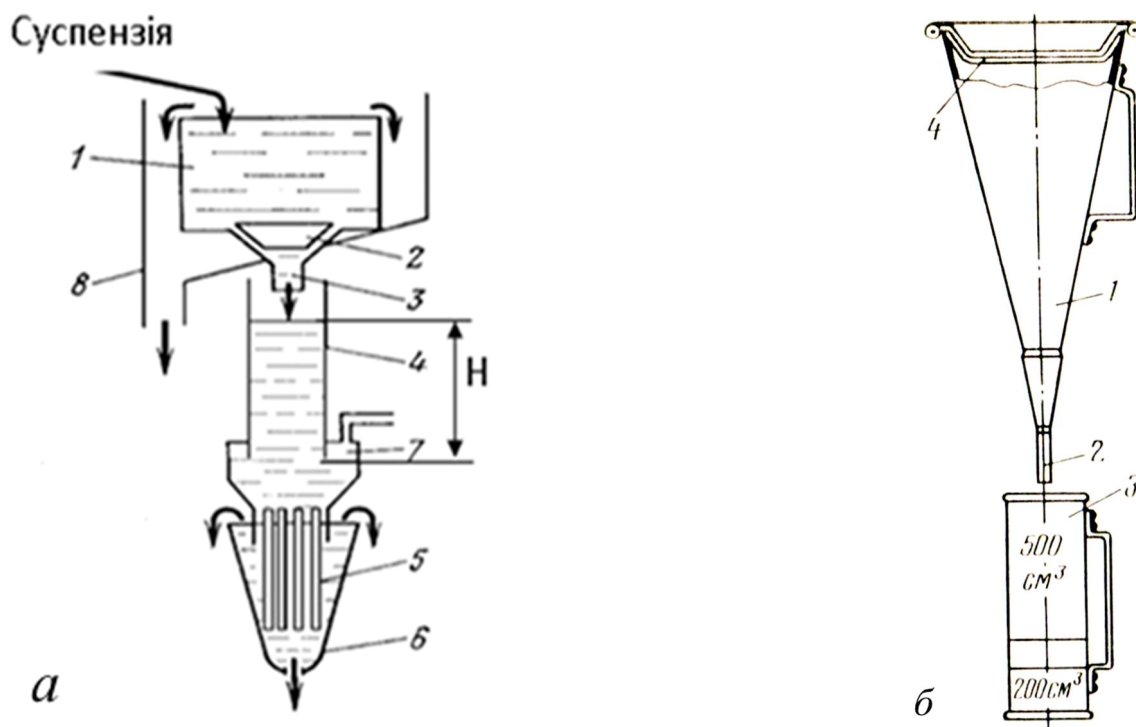


Рисунок 1.2 – Схема віскозиметра

а – капілярний віскозиметр, б – віскозиметра СПВ-5; 1 – приймальний пристрій; 2 – заспокоювач потоку; 3 – втулка з каліброваним отвором; 4 – вимірювальна труба; 5 – батарея патрубків; 6 – компенсаційна воронка; 7 – кільцева камера відбору тиску; H – висота стовпа суспензії

В'язкість визначається за часом витікання рідини з ємності через капіляр.

В ході роботи необхідно виконати наступні операції:

1. Встановити пристрій у вертикальній площині і визначити секундоміром час t витікання через капіляр об'єму рідини між мітками (висотою H) з ємності віскозиметра і температуру T за термометром (рис. 1.3).

2. Обчислити значення кінематичного коефіцієнта в'язкості

$$\nu = M \cdot t,$$

де M – постійна приладу.

3. Порівняти отримане значення з табличним ν^* (табл. 1.1). дані звести в таблицю 1.3.

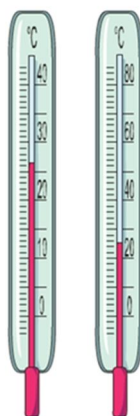


Рисунок 1.3 – Лабораторні термометри

Таблиця 1.3 – Значення величин при визначенні в'язкості

Вид рідини	$M, \text{м}^2/\text{с}^2$	$t, \text{с}$	$v, \text{м}^2/\text{с}$	$T, ^\circ\text{C}$	$v^*, \text{м}^2/\text{с}$
Мастило М-8В	20	15			

Вимірювання поверхневого натягу сталагмометром

Сталагмометр (рис. 1.4) служить для визначення поверхневого натягу рідини методом відриву крапель і містить ємність з капіляром, розширеним на кінці для накопичення рідини у вигляді краплі. Сила поверхневого натягу в момент відриву краплі дорівнює її вазі (силі тяжіння), і тому визначається за густиною рідини і числом крапель, отриманим під час спорожнення ємності з заданим об'ємом.

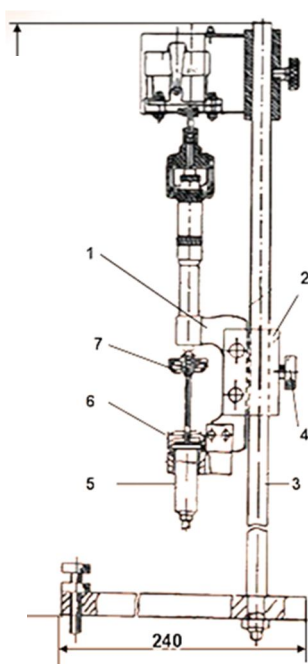


Рисунок 1.4 – Сталагмометр

1 – мікрометр; 2 – корпус; 3 – стійка; 4 – гвинт; 5 – медичний шприц; 6 – пружина; 7 – накінецьник

В ході роботи потрібно виконати наступні операції:

1. Повернути пристрій у вертикальну площину і підрахувати число крапель, отриманих в сталагмометрі з об'єму висотою H між двома мітками. Дослід повторювали три рази і обчислити середнє арифметичне значення числа крапель n .

2. Знайти дослідне значення коефіцієнта поверхневого натягу:

$$\sigma = K \cdot \rho / n,$$

де K – постійна сталагмометра.

3. Порівняти отримане значення з табличним σ^* (табл. 1). Дані звести в таблицю 4.

Таблиця 1.4 – Значення величин при визначенні поверхневого натягу

Вид рідини	$K, \text{ м}^3/\text{с}^2$	$\rho, \text{ кг}/\text{м}^3$	n	$\sigma, \text{ Н}/\text{м}$	$\sigma^*, \text{ Н}/\text{м}$
Мастило М-8В	1	900	36		

Контрольні запитання

1. Чи змінюється густина рідини при зміні її температури.
2. Дайте визначення поняття в'язкості рідини.
3. Назвіть величину, якою оцінюється в'язкість рідини.
4. Дайте визначення поняття поверхневий натяг рідини.
5. Назвіть одиниці вимірювання в'язкості, густини і поверхневого натягу рідини.
6. Вкажіть властивості рідини, вимірювані термометром, ареометром, віскозиметром, сталагмометром.

Список рекомендованих джерел

7, 8, 31, 43.

2.2 Підготовка зразків гірської породи до проведення досліджень з визначення її колекторських та фільтраційних властивостей *(упакування, опис та екстрагування керну)*

Мета роботи

1. Вивчення послідовності підготовки гірської породи до проведення досліджень з визначення її колекторських та фільтраційних властивостей (упакування, опис керну та відбір зразків для проведення лабораторних досліджень).

2. Ознайомлення з екстрагуванням гірських порід (вилучення з пор гірської породи флюїдів, що її насичують) в апараті Сокслета.

Основні теоретичні положення

Керн (зразок гірської породи) являє собою циліндричний моноліт гірської породи, який отримують шляхом кільцевого руйнування вибою свердловини при бурінні.

Керновий матеріал відбирається із пласта при промиванні вибою промивальною рідиною, приготовленою на водній або нафтовій основі (залежно від завдань дослідження кернового матеріалу). Зокрема, для визначення початкової нафтоводонасиченості гірських порід керн відбирають при промиванні вибою безводними розчинами.

Керн є основним матеріалом для вивчення геологічної будови розрізу свердловини та головним прямим джерелом і носієм інформації про властивості гірських порід. Його використовують для визначення відносного і абсолютного віку, речовинного складу петрографічних, фізичних, фізико-хімічних та інших характеристик гірських порід на всіх стадіях геологорозвідувального і нафтопромислового процесу.

Планування відбору керна здійснюють геологічні служби нафтогазовидобувних підприємств. Відбір керна здійснюється буровою бригадою відповідно до геолого-технічного наряду на буріння свердловини. Контроль і спостереження за умовами і якістю керна здійснюють представники технологічної і геологічної служби підприємств.

На нових родовищах, у маловивчених районах з невстановленою промисловою нафтогазоносністю при бурінні першої свердловини рекомендується проводити суцільний відбір керна рівномірно по всьому стовбуру, а в другій і третій – відбір керна обмежується і приурочується до певних стратиграфічних і літологічних границь або перспективних і промислових інтервалів. У наступних пошукових і розвідувальних

свердловинах відбір керн проводиться лише в межах нафтогазоносних горизонтів. На родовищах, де верхня частина розрізу вивчена, а нижня ще підлягає дослідженню, у вивченому інтервалі потрібно відбирати керн лише в контактах свит (а також у зонах наявності маркуючих прошарків) або застосовувати каротаж (електричний і радіоактивний), а в невивченому інтервалі – проводити суцільний відбір керн та інші зазначені вище дослідження.

Для відбору керне в свердловину на бурильних трубах опускають керновідбірний снаряд. Знизу до нього приєднують породоруйнуючий інструмент. Для запобігання згинання і підвищення збереження керн корпус керновідбірного снаряда, що передає навантаження і обертання породоруйнуючому інструменту, виконується твердим товстостінним зі стабілізаторами.

Розрізняють керновідбірні снаряди зі знімними і стаціонарними керноприймачами. Керновідбірний снаряд як правило складається з декількох секцій довжиною 7–8 м, що дозволяє відбирати керн значної довжини (за рейс до 13–14 м). Залежно від типу снаряда одержують керн різного діаметра та довжини. Діаметр керн, що відбирається, становить 40–120 мм. При бурінні на нафту і газ в основному використовуються роторні керновідбірні снаряди типу «Надра» (для свердловин діаметром 130–300 мм), турбінні керновідбірні снаряди (для свердловин діаметром 130–220 мм), а також снаряди серії КИМ. Останні забезпечують відбір керн підвищеної інформативності: керн відбирається без техногенних деформацій зі збереженою структурою і текстурою та з максимально можливим збереженням пластового флюїдонасичення.

Зруйнована по кільцевому затрубному або внутрішньому простору гірська порода виноситься на поверхню промивальною рідиною або стиснутим повітрям (газом), що нагнітається у свердловину буровим насосом або компресором, а керн входить в колонкову трубу.

Періодично (через 0,5–6 м і більше) керн заклинюють, відривають від вибою, піднімають на поверхню разом з колонковим снарядом і вилучають із колонкової труби. Вилучення керне з бурового снаряда здійснюється працівниками бурової бригади в присутності геолога. Застосовується майже безперервне транспортування керн по внутрішній порожнині колони труб на поверхню; при цьому керн вилучається акуратно, без порушення його орієнтації з обов'язковою фіксацією глибини відбору керн в свердловині.

Первинна розкладка керна здійснюється на буровій. Керн очищають папером чи іншими засобами або відмивають від промивальної рідини в ємності з водою, потім складають у спеціальні керноприймальні шухляди або на землю в точній послідовності його вилучення з колонкової труби. Для кожного керна виготовляють етикетку, на якій вказують глибину відбору, проходку і вихід керна. Дрібні шматочки та уламки керна, послідовність яких неможливо встановити, поміщають у мішечки або загортають у щільний папір і складають у ящики в тій же послідовності, що й керн.

Якщо в певному інтервалі керн не відбирався, тоді в шухляду кладуть етикетку із інформацією, в якому інтервалі глибин винос керна був відсутній.

При бурінні снарядами серії КИМ вихід керна становить 90 % і більше (з неконсолідованих порід не менше 75 %). Стовідсотковий вихід керна дозволяє з повною вірогідністю вивчати гірські породи і визначати запаси нафти і газу.

Відбір герметизованого керну

Відбір герметизованого керну проводять у зв'язку із необхідністю прямого визначення за керном пластових значень нафто- і газонасиченості та встановлення фазового складу флюїдів. Інформативність герметизованого керну вища, ніж керну, відібраного без герметизації, тому що крім збереження залишкової водонасиченості в герметизованому керні можливе збереження нафто- і газонасиченості, а також і температури при термостатуванні керпоприймача, завдяки чому забезпечується можливість:

- прямого визначення за керном пластових і поточних значень нафто- і газонасиченості;
- збереження фазового складу флюїдів, що є особливо важливим при відборі керна з газогідратних покладів.

Відбір герметизованого керну здійснюється герметичними керновідбірними снарядами. Вони забезпечують (після відділення керну від вибою) герметичне перекриття керпоприймача в нижній і верхній частинах. При цьому виключається гідродинамічне сполучення порожнини керноприймача, заповненого керном, зі свердловиною і зберігається вибійний тиск.

При відборі герметизованого керну виконують такі операції: буріння з відбором керну герметичним керновідбірним снарядом, оснащеним апаратурно-вимірювальним комплексом запису термобаричних параметрів

у порожнині керноприймача; контроль герметичності керпоприймача керновідбірною снарядом на поверхні; ступінчаста дегазація керпоприймача з вимірюванням витрати та відбором проб газу для його наступного аналізу; розгерметизація керноприймача і вилучення керна; зчитування даних апаратурно-вимірювального комплексу, їхня комп'ютерна обробка та інтерпретація; обробка, експрес-аналіз керна, препарування та консервація зразків.

При відборі герметизованого керну використовують спеціальні пластикові туби.

Упакування, опис керна та відбір зразків для досліджень.

Підготовка відібраного із свердловини керна починається з його упакування. Упакування включає операції по маркуванню і герметизації зразків та укладання їх в шухляди. Зразки керну можуть упаковуватися з герметизацією або без неї.

Якщо керна відібрано із свердловини без герметизації, то для зберігання залишкових флюїдів для визначення нафтонасиченості гірських порід прямим методом його герметизують. На практиці застосовується найбільш простий і розповсюджений спосіб герметизації – парафінізація керну (герметизація в розплавленому парафіні).

Герметизацію зразків керну рекомендовано здійснювати в такій послідовності. Керн вилучають із керноприймальної труби і складають на бурові містки або в спеціальні шухляди. Відразу після цього зразки за допомогою тканини, зволоженої в дизельному паливі, швидко очищають від промивальної рідини і упаковують у поліетилен. На поверхню поліетилену прикріплюють етикетку із вказанням площі, номеру та інтервалу відбору керна, місця взяття зразка керну. Підготовлений у такий спосіб зразок обтягують марлею, перев'язують шпагатом і для рівномірного покриття декілька разів занурюють у розплавлений парафін з температурою 70–90 °С.

Далі на парафін накладається нова етикетка (з тими ж вихідними даними), а зразок знову опускається в парафін. Занурення здійснюється неодноразово (щоразу стежать за тим, щоб парафін, що просочує марлю, затвердів) доти, поки зразок рівномірно не покриється шаром парафіну. При цьому потрібно стежити за тим, щоб напис на етикетці легко читався.

Запарафіновані зразки складаються в шухляди строго відповідно до їх розташування у керновій колонці. Для відправки на лабораторні дослідження запарафіновані зразки гірських порід поміщають у металеві

банки із кришками, які щільно закриваються. З метою запобігання ушкодження парафінової оболонки зразки перекладають м'яким папером, ватою і т. п. Правильне виконання перелічених вище операцій забезпечує консервацію початкового вмісту води і нафти в керні протягом декількох тижнів.

Укладання і документація керна.

Після герметизації керна піддається попередній підготовці, яка полягає у складанні зразків у шухляди, упакуванні та виконанні операцій по їх маркуванню, а також у складанні документів, що супроводжують керна.

Укладання керна проводиться в спеціальні кернаві шухляди, виготовлені з дерева і розділені на поздовжні секції шириною трохи більше діаметра керна з п'ятьма (для керна $d = 80$ мм), чотирма (для керна $d = 100$ мм) або шістьма (для керна $d = 60$ мм) поздовжніми секціями.

Шухляди обв'язують металевим стрічкою або дротом. Кришку закріплюють на шарнірах.

Крім дерев'яних шухляд, керна складають також у картонні коробки, що складаються із двох секцій довжиною по 1 метру і пластикові пенали.

Для кожної керової шухляди виготовляються етикетки. Етикетка (бірка) складається у двох екземплярах: першу розміщують на початку інтервалу відбору керна, а другу – наприкінці. Написи на етикетках повинні бути виконані кульковою ручкою, водостійким фломастером або маркером. Не можна робити написи на папері, картоні, тканині та інших підручних матеріалах.

Маркування керових шухляд

Дерев'яні шухляди обов'язково повинні мати кришки, що забезпечують збереження керна при транспортуванні та зберіганні. Кришка закріплюється на шарнірах, інший край кришки при транспортуванні закріплюється цвяхами.

У дерев'яних шухлядах кришки після їх заповнення керном забиваються цвяхами, шухляди складаються в штабелі для відправлення на зберігання в кернасховище.

Для уникнення плутанини всі шухляди нумеруються та маркуються, а при складанні в штабелі дотримуються їхнього послідовного розміщення.

Написи роблять на торцевих і лицьових сторонах шухляди, а також на її кришці.

На лицьовій стороні вказують: номер шухляди; назву площі (родовища); номер свердловини; номер керна (його початок, продовження, кінець керна); інтервал відбору керна; проходка (метри); вихід (винос) керна (метри, %).

Приклад маркування кернової шухляди:

ШУХЛЯДА № 17. ВОЛОХІВСЬКА ПЛОЩА. СВ. № 26, 1989 р. (КЕРН № 1 - ПОЧАТОК). ІНТ. 2720 – 2730 м. ПРОХОДКА 10 м. ВИНОС КЕРНА 7,4 м (74 %). НАЗВА ГІРСЬКОЇ ПОРОДИ – ПІСКОВИК.

Початок керна відзначають стрілкою на торці переділки шухляди, що вказує напрям укладання керна.

Опис керну проводиться представниками геологічної служби підприємства. При описі керна необхідно дотримуватись такої послідовності: назва гірської породи, колір, характер насичення зразка нафтою, склад, текстура і структура гірської породи, наявність тріщин, їхня спрямованість і характер заповнення, характер органічних залишків і їх розподіл, різні включення в гірську породу, кути падіння порід. При описі керна особливу увагу необхідно приділяти ознакам породи, що можуть не зберегтися при тривалому зберіганні та перевезенні керна, наприклад, присутність включень, що легко випадають з гірської породи, вологість, запах, ознаки нафтогазонасиченості, слабкі ознаки шаруватості та інші ознаки, що спостерігаються іноді лише у вологому стані.

Зразки керну, які направляють на дослідження, підбираються окремо для кожної лабораторії. Частота відбору зразків керна для комплексних лабораторних досліджень визначається літологічним складом, мінливістю фізичних властивостей, і характером насиченості досліджуваних порід. Як правило, зразки гірських порід відбирають не менше, ніж через 0,5 м товщини продуктивної частини витриманого пласта і неконсолідованих (нестійких) гірських порід. В анізотропних пластах (колекторах флішового типу) інтервал відбору потрібно зменшити до не менше одного зразка на кожен прошарок. У тріщинуватих і кавернозних нафтоводонасичених пластах інтервал відбору зразків повинен бути знижений до 0,1 м.

Дослідження фізичних властивостей гірських порід починають з опису зернистості, ступеня зцементованості, кольору та інших їх петрофізичних характеристик. Крім того, визначаються гранулометричний

склад, пористість, проникність (впоперек і вздовж напластування), питома поверхня, карбонатність і нафтоводонасиченість гірських порід.

Перед початком проведення дослідження фізичних властивостей гірської породи із шматка керна виготовляють окремі зразки для всіх видів дослідження. З цією метою використовуються свердлильний верстат з алмазною коронкою і каменерізальний верстат з відрізними алмазними кругами.

Із центральної частини шматка керна висвердлюють два зразки циліндричної форми, орієнтовані паралельно і перпендикулярно нашаруванню для визначення проникності гірської породи. Діаметр зразків як правило дорівнює 30 мм, а довжина не менше, ніж 25 мм. Ці ж зразки надалі використовують для визначення залишкового водонасичення та коефіцієнта нафтовитіснення гірської породи. Проникність точніше визначається при довжині зразків більше 30 мм. Для оцінки нафтоводонасиченості бажано мати зразки масою 30 – 40 г, а для визначення гранулометричного складу – 50 г. Деякі характеристики визначаються за одним і тим самим зразком (наприклад, початкова водонасиченість, пористість, проникність).

Дослідження ємнісних характеристик гірської породи проводять на зразках, виготовлених із центральної частини шматка керна правильної геометричної форми висотою не менше, ніж 25 мм. Зразки довільної форми повинні мати масу 20 – 100 г. Керн, що залишився після виготовлення зразків для визначення проникності та пористості, застосовують для інших видів досліджень.

Для проведення комплексного дослідження керна розміри зразка повинні становити: діаметр не менше 60 мм і довжина не менше 110 – 120 мм.

Всі зразки керна маркують чорною тушшю або спеціальною фарбою, а за необхідності з позначенням орієнтації відносно нашарування. Всім зразкам з одного шматка керна присвоюють один лабораторний номер, під яким їх і маркують. На відібраний із свердловини керна у робочому журналі складається відомість відбору керна, у якій в табличній формі фіксується інформація, одержана при проходці свердловини: номер керна, інтервали відбору керна, винос керна. Основними джерелами цих даних є записи в бурових журналах і на етикетках, що супроводжують кернавий матеріал.

У відомості вказують також кількість шухляд, наводяться відомості поінтервального укладання керна в шухляди, загальна довжина

пройденого з відбором керна інтервалу і загальний вихід керна. Всю складену документацію підписує документатор керну і проставляє дату.

Підготовка зразків для дослідження

Для проведення більшості видів досліджень з визначення фізичних властивостей гірської породи необхідно мати сухий мінеральний скелет зразка, тобто зразок без будь-яких слідів присутності нафти, води чи інших органічних домішок. Зокрема, це необхідно при визначенні гранулометричного складу гірських порід, пористості, проникності та інших параметрів нафтоводовміщуючих порід.

Вилучення органічного вмісту (води, нафти і газу) з пор гірської породи за допомогою розчинника називається *екстрагуванням* і для його проведення використовується апарат Сокслета (ОСТ 10075-39).

Апарат Сокслета (рис. 2.1) складається із трьох основних частин: скляної колби 1, екстрактора 2 і холодильника 4. Всі три частини апарату з'єднуються за допомогою шліфів.

Приготовлені зі шматка керна зразки завантажуються в екстрактор. Екстрактор з'єднують з колбою і заливають у нього таку кількість розчинника, щоб він почав вилитися через сифон 5 у колбу і додають ще невеликий надлишок розчинника (приблизно 50 мл). До екстрактора приєднують холодильник, до якого підключають воду і починають нагрівати колбу.

Колбу нагрівають на водяній бані або електроплитці закритого типу у витяжній шафі.

Основною частиною апарату Сокслета є екстрактор. Він має дві трубки. Через одну, більш широку, пари розчинника надходять із колби в екстрактор, а через іншу, вигнуту трубку (сифон), рідина, що сконденсувалася, стікає назад у колбу.

Як розчинник найчастіше використовують суміш спирту з бензолом, а також хлороформ або чотирихлористий вуглець. Принцип роботи апарата Сокслета полягає в наступному. Розчинник, що міститься в колбі, нагрівають до кипіння, його пари надходять у холодильник, в якому вони конденсуються, стікають в екстрактор і заливають зразок гірської породи, що знаходиться в екстракторі. При цьому розчинник, а також нафта і бітум, які знаходяться в зразку, збираються в екстракторі і при досягненні коліна відвідної трубки (сифона) стікають назад у колбу. Таким чином, можна використовуючи обмежену кількість розчинника, вилучити

необмежену кількість екстрагованої речовини, тому що вона весь час обробляється чистим розчинником.

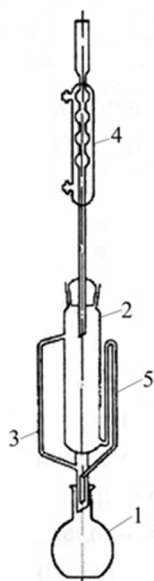


Рисунок 2.1 – Апарат Сокслета для екстрагування з гірських порід нафти і води

1 – колба; 2 – екстрактор; 3 – трубка; 4 – холодильник; 5 – сифон

Якщо речовина, яку вилучають із пор гірської породи, зафарбована, то і розчин в екстракторі може бути зафарбований. У цьому випадку екстрагування продовжують до того моменту, коли рідина, що залишається в екстракторі, стане безколірною.

Якщо екстрагована речовина безколірна, то тривалість екстрагування визначається шляхом аналізу проби. Для цього через холодильник опускають в екстрактор тонку довгу скляну паличку, відбирають дві-три краплі екстракту, переносять його на скло і випаровують. Якщо на склі не буде нальоту, то екстрагування завершують. При розбиранні апарату Сокслета, насамперед, припиняють нагрівання, дають приладу охолонути, потім закривають воду і обережно знімають холодильник. Після того як рідина стече з екстрактора в колбу, його від'єднують.

Проекстраговані зразки гірської породи витягують із екстрактора і поміщають в сушильну шафу, де їх висушують протягом 12 годин, при температурі 102 – 105 °С. Після висушування та охолодження зразки готові до подальших лабораторних досліджень.

Для екстрагування зразків гірських порід великого розміру (до 80 мм), що використовуються при дослідженнях тріщинуватості, електричних та акустичних властивостей гірських порід, а також для визначення

радіальної газопроникності, застосовують спеціальні екстрактори, принцип дії яких подібний до принципу дії апарату Сокслета.

Процес екстрагування з підігріванням триває досить довго (від декількох годин до декількох діб). Значно швидше здійснити екстрагування зразка гірської породи можна методом центрифугування (з використанням центрифуги з частотою обертання до 15000 об/хв.). Зразки гірської породи поміщають в камеру, яку закріплюють на валу електродвигуна. Під дією відцентрових сил вода і нафта разом із розчинником, що подається в камеру, витікають у пастку. При цьому тривалість повного екстрагування зразка гірської породи становить 30–40 хв.

Обладнання, прилади, матеріали та реагенти

Апарат Сокслета, електроплитка, шматок керна, спиртобензольна суміш.

Самостійна робота студентів

Необхідно вивчити наведену теоретичну частину до лабораторної роботи. При цьому необхідно використовувати також рекомендовану літературу, перелік якої наведено нижче. Підготувати відповіді на контрольні запитання. Оформити звіт до лабораторної роботи.

Порядок виконання роботи

1. Перш ніж приступити до роботи, студенти повинні ознайомитися з правилами з техніки безпеки і обов'язково дотримуватись їх при проведенні роботи.

2. Детально вивчити конструкцію апарата Сокслета,

3. При проведенні процесу екстрагування: шматки керну покласти в екстрактор. Екстрактор з'єднати з колбою і залити у нього необхідну кількість розчинника. До екстрактора приєднати холодильник. До холодильника підключити воду. Включити електроплитку і почати нагрівати колбу.

4. Якщо екстрагована речовина зафарбована, то процес екстрагування завершити тоді, коли рідина, що залишається в екстракторі, стане безколірною. У випадку, якщо рідина, яку вилучають із пор гірської породи, безколірна, то тривалість екстрагування визначити шляхом аналізу проби.

5. Припинити нагрівання і розібрати апарат Сокслета.

Контрольні питання

1. Що таке керн? Значення керну в нафтогазовій справі.
2. Для чого здійснюють відбір керну із свердловини?
3. Яка служба нафтогазовидобувного підприємства відповідає за роботу з керном?
4. Як проводиться відбір керну?
5. Перерахувати види і типи керновідбірних снарядів.
6. Для чого відбирають герметизований керн?
7. Перелічити операції, які виконуються при відборі герметизованого керну.
8. З якою метою проводять парафінізацію керну?
9. Що розуміють під екстрагуванням гірських порід? Порядок екстрагування нафти і води із гірських порід в апараті Сокслета.
10. Конструкція і принцип роботи апарату Сокслета.

Список рекомендованих джерел

7, 20, 22, 31.

2.3 Ознайомлення з обладнанням і технікою відбору та зберігання проб пластової нафти

Мета роботи:

Вивчити конструкцію пробовідбірника ПД-3М для відбору глибинних проб пластової нафти та контейнерів для зберігання і перевезення проб пластової нафти.

Теоретична частина

Відбір глибинних проб пластової нафти

Конструкція пробовідбірника ПД-3М

Глибинні проби пластової нафти відбирають з вибоїв нафтових свердловин спеціальними пробовідбірниками. Розроблено і створено багато конструкцій приладів для відбору нафти. Розрізняють протічні, непротічні, комбіновані, одно- і багатокамерні пробовідбірники. За принципом (характером) заповнення камери приладу пробовідбірники поділяють на протічні (прилади з протічною, наскрізною камерою) і непротічні (прилади, які набирають нафту в камеру без попереднього потоку через неї.).

Протічний пробовідбірник спускається у свердловину з відкритими клапанами і при русі до вибою свердловини камера приладу неперервно промивається висхідним потоком нафти.

У випадку високої в'язкості нафти і малого дебіту свердловини заміщення суміші, що раніше попала в пробовідбірник, на вибійну пробу утруднюється у зв'язку із закупорюванням отворів пробовідбірника. Тому протічні пробовідбірники доцільно використовувати для відбору проб нафти з високодебітних свердловин при малій в'язкості нафти. Для відбору проб високов'язкої нафти з малодебітних свердловин використовують *непротічні пробовідбірники*. Прилади даного типу спускаються на вибій із закритими клапанами (клапани відкриваються на вибої), що дозволяє відібрати саме вибійну пробу нафти.

Другою ознакою, за якою розрізняють пробовідбірники, є принцип керування роботою клапанів. За цією ознакою виділяють дві групи приладів: пробовідбірники з різними реле і з пристроями, які вимагають механічної дії з поверхні. При цьому використовуються реле манометричні, температурні та реле часу (годинниковий механізм). На рисунку 3.1 наведена схема найпростішого пробовідбірника протічного типу ПД-3М з реле часу для керування клапанами, з об'ємом приймальної

камери 800 см³ (зображений з відкритими клапанами). Для закривання клапанів цього пробовідбірника його не потрібно струшувати як, наприклад, пробовідбірник ПД-2, що дозволяє застосовувати прилад для спуску в похило-скеровані свердловини.

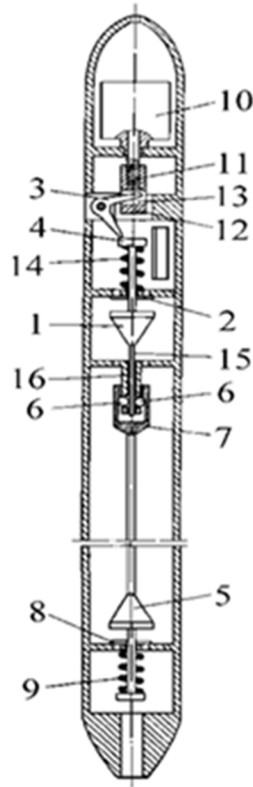


Рисунок 3.1 – Схема пробовідбірника ПД-3М

1 – верхній клапан; 2 – сідло верхнього клапана; 3 – важелі спускного механізму; 4 – шток верхнього клапана; 5 – нижній клапан; 6 – кульки замка; 7 – муфта замка; 8 – сідло нижнього клапана; 9 – пружина; 10 – годинниковий механізм; 11 – валик; 12 – ходова гайка; 13 штифт; 14 – пружина; 15 – голка верхнього клапана; 16 – втулка замка

Пробовідбірник складається з верхнього клапана 1, сідла верхнього клапана 2, важеля спускного механізму 3, штока верхнього клапана 4, нижнього клапана 5, кульок замка 6, муфти замка 7, сідла нижнього клапана 8, пружини 9, годинникового механізму 10, валика 11, ходової гайки 12, штифта 13, пружини 14, голки верхнього клапана 15, втулки замка 16.

У свердловину пробовідбірник спускається з відкритими клапанами. При підготовці приладу до спуску нижній клапан відкривають дерев'яним штоком, для чого його вводять в отвір пробовідбірника знизу, а верхній клапан відтискають донизу через спеціальний отвір в тілі пробовідбірника. При цьому голка 15 верхнього клапана 1 розсуває кульки 6, муфта 7

впирається в них внутрішніми виступами, і нижній клапан 5 залишається відкритим.

Верхній клапан 1 утримується у відкритому положенні важелем 3, який впирається в шток 4 верхнього клапана. При спуску в свердловину камера пробовідбірника промивається нафтою. Годинниковий механізм 10 обертає через валик 11 ходову гайку 12, з'єднану з важелем 3, який, повертаючись на певний кут навколо осі, зісковзує зі штока 4, і верхній клапан під дією пружини 14 закривається. При цьому голка 15 виходить із кулькового замка, муфта 7 звільняється, тяга разом із нижнім клапаном 5 опускається вниз і клапан закривається. Для установки необхідної витримки часу валик приводу ходової гайки 12 обертають за фрикціон, відраховуючи кут повороту за стрілкою і шкалою часу, протягом якого важіль 3 зісковзує зі штока 4.

В хвостовику пробовідбірника (верхня частина) розміщений замок, призначений для кріплення троса, на якому прилад спускають в свердловину.

В пробовідбірнику ПД-3М використовують годинниковий механізм МГМ-1 з підсиленою заводною пружиною (або годинникові приводи типу 26-ЧП, 27-ЧП, 211-ЧП та ін.).

На вибої пробовідбірник витримують з відкритими клапанами протягом 10 – 20 хв, щоб нафта в ньому повністю відповідала пластовій.

Для того щоб нафта на вибої свердловини за вмістом в ній розчиненого газу мало відрізнялась від пластової, свердловину потрібно приблизно протягом доби експлуатувати з мінімально можливим дебітом. При цьому чим меншим є коефіцієнт продуктивності свердловини і чим більше вільного газу знаходиться біля вибою, тим довше треба витримувати свердловину при мінімальному дебіті і навпаки.

Пробовідбірник ПД-3М використовують для відбору проб нафти під тиском до 30 МПа і при температурі до 100 °С. Габарити пробовідбірника: діаметр 35 мм, довжина 2260–2800 мм, маса 10,2 кг. Максимальна глибина спуску – 3000 м. Тривалість одного оберту годинникового механізму ≈ 1 год, тривалість його робочого ходу – 4 год.

У випадку, якщо нафта у свердловині має велику в'язкість, то витіснення із камери пробовідбірника нафти, набраної із вищезалігаючих шарів вибійною нафтою у зв'язку із малими прохідними отворами в описаному вище пробовідбірнику практично майже не відбувається. В

результаті на поверхню піднімають нафту з вибійним тиском, але із значно меншою кількістю газу.

Цього можна уникнути, якщо використати *пробовідбірник з непротічною камерою*. Крім того, пробовідбірники з непротічною камерою використовуються у випадку необхідності відбору проби із зупинених, нефонтануючих свердловин, а також із свердловин з інтенсивним виділенням парафіну. Приймальна камера цих приладів під час спуску закрита. Відбір проби на заданій глибині проводиться шляхом послідовного відкриття і закриття клапана. Відомі такі типи непротічних пробовідбірників: пробовідбірники ВНДІ-1 (ВПП-300), ПВП-5, АзНДІ. Серійно випускається прилад конструкції ВНДІ-1.

Одним з найбільш поширених пробовідбірників непротічного типу є пробовідбірник АзНДІ, що використовується для відбору проб нафти із насосних свердловин (в тому числі і високов'язких нафт). Площа перерізу прохідних каналів у пробовідбірнику АзНДІ в 30–35 разів більша, за сумарну площу перерізу каналів у пробовідбірників малого діаметра. Довжина пробовідбірника АзНДІ 700 мм, діаметр 72 мм, його можна спускати в труби з внутрішнім діаметром $d_{вн}$ не менше 89 мм (4 дюйми).

Для збільшення точності визначення властивостей пластових нафт доцільно відбирати декілька проб з однієї і тієї ж свердловини. Пришвидчення працемістких робіт з відбору проб можна досягти за допомогою багатокамерних пробовідбірників, які дають можливість за один рейс приладу відібрати одночасно декілька проб із заданої глибини. Відомі багатооб'ємні пробовідбірники, що дозволяють відбирати декілька проб з різних глибин.

Розроблені конструкції пробовідбірників, які дозволяють відбирати проби нафти через міжтрубний простір із свердловин, що експлуатуються глибинними насосами. Необхідно зауважити, що відбір глибинних проб нафти, як правило, здійснюють на ранній стадії розробки родовищ.

Для того, щоб відібрана з допомогою пробовідбірника проба нафти якнайбільше відповідала пластовим умовам, необхідне виконання таких основних вимог:

1. Відбір проби повинен проводитися лише на заданій глибині при відомих значеннях пластового тиску і температури.

2. Кількість взятої проби нафти повинна бути достатньою для забезпечення можливості визначення її властивостей на спеціальних установах.

3. Пробовідбірник повинен бути герметичним, а також забезпечувати можливість якісного переведення проби в проміжну ємність (контейнер) або в апаратуру для досліджень.

Методика відбору проби залежить від умов експлуатації покладу. Якщо пластовий тиск набагато перевищує тиск насичення, то відбір якісної проби проходить без ускладнень. При вибійних тисках, нижчих за тиск насичення, коли газ з нафти виділяється тільки в привибійній зоні (в області воронки депресії), перед відбором проби змінюють режим роботи свердловини так, щоб вибійний тиск при новому режимі став вищим за початковий тиск насичення. Таким чином, для відбору якісної проби нафти необхідно, щоб на вибої знаходилась однофазна нафта, тобто щоб вибійний тиск був вищим за тиск насичення. Якщо відповідною зміною режиму роботи свердловини не можна забезпечити виконання даної умови, то проби відбирають із зупинених свердловин. Нафту, відібрану пробовідбірником, переводять у спеціальні контейнери для транспортування в лабораторію.

Якщо тиск у нафтовому пласті став нижчим за тиск насичення, проби пластової нафти, що відповідають початковим умовам у покладі, готують штучно, змішуючи нафту і газ у необхідних пропорціях.

У зв'язку із значною мінливістю властивостей нафти в межах пласта для більш точної оцінки її усереднених властивостей відбір проб необхідно проводити із свердловин, рівномірно розміщених на покладі. Оптимальну кількість проб визначають за методами математичної статистики, виходячи із мінливості параметрів нафти по покладу і точності використовуваної апаратури для аналізів.

Контейнери

Нафта, відібрана пробовідбірником, переводиться в контейнер КР-5 (рис. 3.2) або КР-3 для подальшого транспортування. Крім того, контейнери призначені також для відбору нафти і газу із сепаратора (трапа) для приготування штучних (рекомбінованих) проб пластової нафти. Контейнер

КР-3 розрахований на максимальний робочий тиск 35 МПа, а поршневий контейнер КР-5 – на 45 МПа. Внутрішній об'єм контейнерів 800 мл.

Контейнер КР-5 являє собою нерознімну посудину високого тиску, виготовлену з нержавіючої сталі, оснащену запірними вентилями.

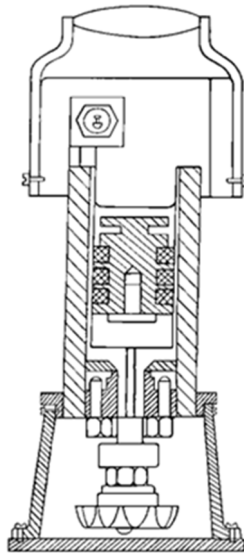


Рисунок 3.2 – Схема контейнера КР-5

Для захисту від механічних пошкоджень вентилів контейнера передбачені ковпачки з байонетними прорізами під гвинти, що вгвинчені в тіло контейнера. Для перенесення контейнер має ручку з хомутами.

Контейнер КР-2 призначений для відбору проб рідини з трапів (вертикальних гравітаційних сепараторів на нафтових промислах). Конструктивно він є подібним до контейнера КР-3. Відмінність полягає в тому, що контейнер КР-2 обладнаний триногою для його установки у вертикальному положенні і манометром із приєднувальним трубопроводом.

Для відбору і зберігання проб газу, відібраних із трапів і посудин високого тиску, використовується контейнер КГ-1. Він розрахований на тиски до 16 МПа.

Проби газу піддаються аналізу і дослідженню з метою визначення коефіцієнтів стисливості. Їх використовують для приготування рекомбінованих проб для вивчення властивостей газонафтових сумішей.

Проби газу піддаються аналізу і дослідженню з метою визначення коефіцієнтів стисливості.

Контейнер для газу складається із азотного балону і маніфольда з манометром або вакуумметром.

Обладнання і прилади

Пробовідбірник ПД-3М, контейнери.

Самостійна робота студента

Вивчити будову пробовідбірників і контейнерів за даними методичними вказівками і списком рекомендованої літератури. Підготувати звіт із схемами пробовідбірників та контейнерів.

Порядок проведення роботи

Ознайомитись із призначенням, типами пробовідбірників і контейнерів. Ознайомитись із особливостями і умовами відбору проб нафти, якщо пластовий (вибійний) тиск є вищим або нижчим від тиску насичення нафти газом. Ознайомитись з особливостями відбору проб високов'язкої нафти.

Розібрати і зібрати пробовідбірник ПД-3М. Вивчити його будову.

Ознайомитися з будовою контейнерів КР-2, КР-3, КР-5.

Оформлення звіту

У звіті вказати мету роботи, навести схему пробовідбірника ПД-3М та схеми контейнерів для нафти і газу, навести опис схем і принципу роботи пробовідбірника, контейнерів.

Контрольні запитання

1. Типи пробовідбірників, їхні переваги і недоліки.
2. Будова і принцип роботи пробовідбірника ПД-3М, його призначення.
3. Призначення і будова контейнерів КЖ-3, КЖ-5, КЖ-2.
4. Умова відбору якісної проби нафти. Вимоги до пробовідбірників.
5. Призначення і принцип роботи пробовідбірника непротічного типу.
6. Поясніть, чому відбір глибинних проб нафти здійснюється на ранній стадії розробки родовища.

Список рекомендованих джерел

4, 5, 7, 8, 21.

2.4 Вивчення конструкцій глибинних манометрів

Мета роботи

Вивчити конструкції існуючих глибинних манометрів. Навчитися розшифровувати діаграми, записані при вимірюванні вибієного і пластового тисків.

Основні теоретичні положення

Призначення глибинних манометрів та їх типи

Глибинні реєструючі манометри є основними приладами при дослідженні свердловин і пластів і використовуються для:

- 1) вимірювання вибієних тисків при різних відборах рідини;
- 2) вимірювання пластового тиску;
- 3) вимірювання тиску по стовбуру свердловини та у ліфтових трубах;
- 4) систематичного вимірювання пластового тиску в спостережних і п'єзометричних свердловинах при вивченні динаміки пластових тисків.

Залежно від задач, які розв'язуються за допомогою глибинних манометрів, розрізняють глибинні манометри, що вимірюють абсолютне значення тиску в свердловині і такі, що вимірюють лише величину відхилення тиску (збільшення) від початкового значення. Другий тип приладів називають *диференційними глибинними манометрами*, оскільки вони вимірюють різницю між початковою величиною тиску і поточним його значенням. В даній роботі розглядаються *глибинні манометри*.

За принципом дії всі глибинні манометри поділяються на наступні:

1. *Пружинні (геліксні) глибинні манометри*, у яких в якості пружного чутливого елемента використовується багатовиткова трубчаста пружина, що називається геліксом (МГН-2, МГИ-1М, МГИ-3, МГТ-1, МГЛ-5 та ін.).

2. *Пружинно-поршневі*, у яких вимірюваний тиск сприймається ущільненим поршнем, з'єднаним із гвинтовою циліндричною пружиною. Розрізняють пружинно-поршневі манометри з обертовим і нерухомим поршнями (МГН-1, МПМ-4, МГПП-4).

3. *Пневматичні*, принцип дії яких заснований на зрівноважуванні вимірюваного тиску тиском стиснутого газу, який заповнює вимірювальну камеру приладу (ДГМ-4М, ДГМ-5).

Будова і принцип дії геліксних манометрів

Однією з головних переваг геліксних манометрів є можливість використання їх для вимірювання високих тисків при підвищених температурах.

Існує багато типів свердловинних манометрів, але найбільш простим і розповсюдженим є манометр свердловинний геліксний (МГН-2) з автономною реєстрацією (рис. 4.1). Він призначений для дослідження експлуатаційних свердловин.

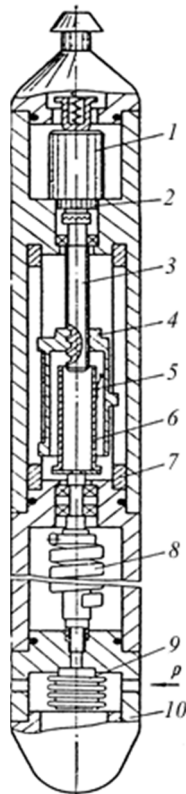


Рисунок 4.1 – Принципова схема геліксного манометра МГН-2

*1 – годинниковий привід; 2 – редуктор; 3 – ходовий гвинт; 4 – каретка;
5 – пишуче перо; 6 – втулка; 7 – корпус; 8 – гелікс; 9 – сильфон;
10 – корпус*

Чутливим елементом у цьому манометрі є багатовиткова пустотіла плоска пружина-гелікс, заповнена під вакуумом легким мастилом.

Свердловинний тиск через отвір у корпусі 10 діє на сильфон 9, внутрішня порожнина якого з'єднана з порожниною гелікса 8. Сильфон являє собою еластичну металеву гармошку, яка, як і гелікс, заповнена мастилом. Сильфон виконує роль розділювача рідин. Сильфон контактує із свердловинною рідиною, тиск якої без втрат передається через нього рідині всередині гелікса. Під дією цього тиску вільний кінець гелікса разом

з пишучим пером 5, яке закріплене на втулці 6, повертається на кут, пропорційний виміряному тиску. Перо креслить лінію на бланку, вставленому в каретку 4. Для отримання неперервного запису зміни тиску в часі каретка разом з бланком рухається поступально по ходовому гвинту 3, який обертається годинниковим приводом 1. Для зменшення похибки, що вноситься за рахунок неспівосності пишучого пера і каретки, втулка, на якій закріплене перо 5, центрується відносно каретки 4, яка виконана у вигляді барабана з трьома виступами, що ковзають по направляючих пазах в корпусі 7.

Манометр комплектується двома змінними ходовими гвинтами з різним кроком і редуктором 2, що дозволяє отримати чотири різні масштаби в часі при використанні одного годинникового приводу.

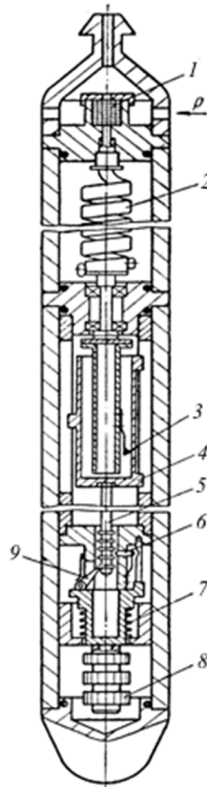


Рисунок 4.2 – Принципова схема геліксного манометра МГТ-1

*1 – сітчастий фільтр; 2 – геліксна пружина; 3 – перо; 4 – каретка;
5 – рейка; 6 – защолка; 7 – пружина; 8 – вантажі; 9 – собачка*

Усі деталі манометра, за винятком сильфона, розміщені в герметичному корпусі, усередині якого підтримується атмосферний тиск. Як правило, в нижній частині приладу, в спеціальній камері, міститься звичайний максимальний термометр для реєстрації температури на вибої свердловини і внесення температурних поправок до показів манометра.

На внутрішній стороні каретки укладається бланк зі спеціального паперу, на якому перо залишає тонкий слід при дуже малому терті. Перо описує дугу, пропорційну тиску, при постійному переміщенні каретки. Таким чином, на паперовому бланку залишається запис у координатних осях P і T (тиск і час). Розшифровка запису, тобто вимір ординат (P), здійснюється на оптичних столиках з мікрометричними гвинтами.

Вимірюваний тиск передається в порожнину геліксної пружини 2 через сітчастий фільтр 1. Реєстрація показів здійснюється пером 3 на бланку, встановленому в каретку 4, яка з'єднана з рейкою 5. Положення каретки відносно пера фіксується з допомогою защолки 6 і підпружиненої собачки 9. При різкому гальмуванні або ривку приладу за дріт (кабель) вантажі 8 переміщуються по інерції вниз і відводять собачку, звільняючи рейку, яка разом з кареткою під дією власної ваги переміщується також вниз на один крок. Подальшому переміщенню рейки перешкоджає собачка, яка під дією пружини 7 повертається у висхідне положення. При цьому на бланку реєструється тиск, вимірюваний в момент ривка приладу. Всього протягом роботи приладу можна зафіксувати 10 – 15 значень тиску в довільно вибрані моменти часу. Даний реєструючий пристрій отримав назву інерційного відмітчика часу.

Манометр МГЛ-5 призначений для вимірювання тиску на вибої глибинно-насосної свердловини при роботі глибинного насоса.

Належить до типу *геліксoidних манометрів*, але конструктивно оформлений інакше. Повний хід годинникового механізму становить 7 діб. Спускається в свердловину заведеним під прийом глибинного насоса на ліфтових трубах. Друга назва манометра МГЛ-5 – *ліфтовий манометр геліксного типу*.

Манометри МГИ-1М і МГИ-3 відносяться до геліксних манометрів. Призначені для реєстрації тисків при випробовуванні свердловин з допомогою трубних випробовувачів пластів. В цих приладах реєстрація зміни тиску починається лише після того, як випробовувач пластів досягає заданої глибини. Порівняно з манометром МГН-2 у манометрах МГИ-1М і МГИ-3 є багато конструктивних змін. Зокрема, для включення годинникового приводу у них застосовується гідровмикач, що складається із сильфона, ущільненого поршня і підпружиненого штока з нанесеними на ньому поділками.

В США роботи по розробці і вдосконаленню геліксних манометрів проводяться американськими фірмами Амерада (GRC) і Кастер (Kuster).

Розроблені та застосовуються такі манометри: АК-1 (для роботи в трубних випробовувачах), RPG-3, RPG-4, RPG-5 (для спуску в свердловини як на дроті, так і для спуску в глибиннонасосні свердловини разом з колоною), К-2, К-3, К-4 (для дослідження глибиннонасосних свердловин) та ін.

В таблиці 4.1 приведені основні технічні характеристики геліксних глибинних манометрів.

Таблиця 4.1 – Технічні характеристики геліксних глибинних манометрів

	Манометри			
Показники	МГН-2	МГТ-1	RPG-3, RPG-4	К-2, К-3
Верхні межі вимірювання тиску, МПа	10 – 100	25	176	150
Максимальна температура, °С	160	350	343	260
Похибка манометра верхньої межі, %	0,25 – 0,4	2,0	0,2	0,25
Довжина запису тиску, мм	50	50	46 – 50	50 – 60
Довжина запису часу, мм	120	120	125	75 – 100
Розміри, мм: довжина діаметр	1565 (2285*) 32 – 36	1700 32	1815 25 – 32	1200 25 – 32
Маса, кг	6 (12,5*)	8,0	6,8	2,7 – 4

* довжина і маса манометра з обважнювачем.

Будова і принцип дії пружинно-поршневих манометрів

Майже одночасно з розробкою геліксних манометрів були розпочаті роботи по створенню манометрів із ущільненим поршнем (пружинно-поршневих манометрів). Одна з перших конструкцій манометрів цього типу була розроблена фірмою Хамбл (США) на початку 30-х років минулого століття.

Розрізняють пружинно-поршневі манометри з необертальним і обертальним поршнем. В бувшому СРСР перший манометр з обертальним поршнем був розроблений в 1955 році, який опускався в свердловину на кабелі.

На рисунку 4.3, *а* наведено принципову схему манометра пружинно-поршневого типу з необертальним поршнем. Під дією свердловинного тиску p , що передається через фільтр *1*, поршень *4* деформує гвинтову циліндричну пружину *2* і переміщується на довжину ходу, пропорційну вимірюваному тиску. Переміщення поршня реєструються пишучим пером *5* на бланку, встановленому в барабан *6* годинникового механізму *7*. Внутрішня порожнина реєструючого пристрою захищена від зовнішнього тиску міцним циліндричним корпусом, який в рознімній площині має ущільнювальні прокладки, виготовлені з фібри.

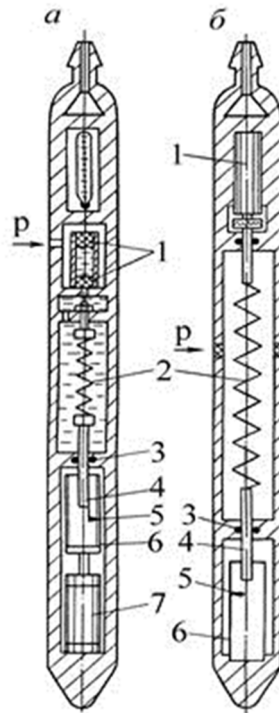


Рисунок 4.3 – Принципові схеми пружинно-поршневих манометрів МГП-6, -7

а – з не обертальним поршнем: *1* – фільтр; *2* – пружина; *3* – ущільнення; *4* – поршень; *5* – перо; *6* – барабан; *7* – годинниковий механізм;
б – з обертальним поршнем: *1* – годинниковий механізм; *2* – вимірювальна пружина; *3* – ущільнення; *4* – поршень; *5* – пишуче перо; *6* – барабан

Внаслідок великого і змінного за величиною тертя в ущільненнях *3* поршня *4* цей манометр має похибку близько 1,5 – 2 % і велику зону нечутливості (3 – 5 % від межі вимірювання).

Пізніше, з метою підвищення точності манометрів з ущільненим поршнем було запропоновано здійснювати примусове обертання поршня спеціальним годинниковим механізмом. Таке рішення набуло подальшого розвитку у конструкціях манометрів, розроблених у США, Німеччині і колишньому СРСР. На рисунку 4.3, б наведено схему манометра пружинно-поршневого типу з обертальним поршнем. У цих манометрах застосовуються годинникові механізми 1, які обертають вимірювальну пружину 2, що жорстко з'єднана із поршнем 4. Пишуче перо 5 обертається разом з поршнем і одночасно переміщується поступально під дією вимірюваного тиску. На бланку, вкладеному в нерухомий барабан 6, креслиться гвинтова лінія, точки якої віддалені від базової (нульової) лінії на відстані, пропорційні тиску, вимірюваному в цей момент часу. Надання поршню обертального руху дозволило суттєво зменшити похибку приладів, спричинену тертям в ущільненні 3. У 1955 р. в колишньому СРСР були запропоновані манометри з неперервним обертанням поршня від електродвигуна.

Після цього були розроблені манометри з періодичним обертанням поршня з годинниковим механізмом в якості переривача обертання. Режим періодичного (переривчастого) обертання поршня в подальшому був реалізований в різних конструкціях пружинно-поршневих манометрів, розроблених ВНДІКАнафтогаз та УФНДІ. Для забезпечення переривчастого обертання поршня в цих приладах застосовують спеціальні типи переривачів: пневматичний, механічний і електронний.

Дистанційні глибинні манометри

Перший у колишньому СРСР ліфтовий геліксний манометр з дистанційною передачею показів на поверхню був розроблений в 1954 р. ВНДІКАнафтогаз. Це манометр УДГМ-1, який являє собою вимірювальний комплекс, що складається з: 1) глибинного снаряду (глибинного перетворювача тиску), що являє собою гелікс з реостатним датчиком; 2) кабелю; 3) реєструючого приладу, встановленого на поверхні (міст типу ЕМД-202). Манометр УДГМ-1 використовується для дистанційних вимірювань тиску під вхідним (приймальним) патрубком глибинного насоса.

У колишньому СРСР поряд з дистанційними манометрами, виготовленими на базі геліксних приладів, були розроблені також дистанційні вимірювальні пристрої пружинно-поршневого типу. До них належить дистанційний ліфтовий манометр ДЛПМ-2М, призначений для

дослідження глибинно-насосних свердловин. Перетворювач тиску в цьому манометрі являє собою пружинно-поршневий манометр, в якому в обертальний рух приводиться корпус моноблоку, що встановлений в підшипниках. Обертання здійснюється синхронним електродвигуном через редуктор і вал із зубчастою передачею.

В світі роботи з розроблення і вдосконалення глибинних манометрів проводяться фірмою «Шлюмберже» («Schlumberger»), американськими фірмами «Amerada» (GRC), «Кастер» («Kuster»), німецького фірмою «Лойтерт» («Leutert») та ін. Крім вище перелічених, ними виготовляються такі глибинні манометри:

1) геліксні – АК-1 (для роботи в трубних випробувачах пластів), RPG-5 (може використовуватись як для спуску в свердловину на дроті, так і для спуску в глибиннонасосні свердловини разом з колоною НКТ), К-4 (для дослідження глибинно-насосних свердловин) та ін.;

2) пружинно-поршневі – М-57 фірми «Leutert» (з вимушеним обертанням поршня спеціальним годинниковим механізмом) та ін.;

3) дистанційні глибинні манометри Unigauge (фірма «Schlumberger») та ін.

Зокрема, фірма «Schlumberger» виготовляє глибинні манометри Unigauge, що використовуються для реєстрації тисків у свердловинах з різними глибинними характеристиками. Вони відзначаються високою надійністю і дозволяють вимірювати тиски до 147 МПа при температурі до 200 °С.

Інтерпретація даних вимірювань пластових і вибійних тисків з високим ступенем точності дозволяє точніше розрахувати параметри пласта, охарактеризувати його неоднорідність, оцінити геометрію та границі, визначити гідропровідність між свердловинами. Спуск і підйом глибинних манометрів Unigauge може здійснюватися як на трубах, так і на канатно-тросовій установці.

При проведенні випробувань із пластовипробувачами для реєстрації глибинних параметрів свердловини фірмою «Schlumberger» найчастіше використовується система DataLatch разом із серією глибинних манометрів Unigauge і монокабелем. В якості сенсорів у дистанційних глибинних манометрах Unigauge використовуються кварцеві та сапфірові сенсори CQG кварц, Quartzdyne кварц, сапфір, Н сапфір, VН сапфір.

Фірма «Kuster» виготовляє глибинний манометр К-10, що являє собою механічний прилад для вимірювання тисків при високих

температурах (фірма «Kuster» – єдина в світі фірма, що виготовляє механічні глибинні манометри для вимірювань тисків при температурах до 300 °C).

Широкого поширення при дослідженнях свердловин (для вимірювань, реєстрації та контролю за тиском в нафтових і газових свердловинах) набули манометри-термометри PPS 25 із силікон-сапфіровим датчиком (його габаритні розміри – довжина 23 – 28 см, діаметр 20 мм) і PPS 28, що вигідно вирізняється з-поміж наявних на ринку кварцевих манометрів.

Зокрема, електронний автономний манометр серії PPS 25 із силікон-сапфіровим датчиком тиску це свердловинний прилад із живленням від батареї, призначений для вимірювання тиску і температури. Батарея забезпечує автономну роботу манометра PPS 25 у свердловині протягом 365 діб. Свердловинні манометри PPS 25 і PPS 28 відповідають найвищим вимогам стандартів якості завдяки застосуванню найсучасніших технологій при їхньому проектуванні і виготовленні. Застосування високоякісних матеріалів при виготовленні манометрів PPS 25 і PPS 28 забезпечує їхню надійну роботу в складних умовах (межі вимірювання тиску – до 140 МПа, межі вимірювання температури – до 177 °C). Вони відзначаються підвищеною стійкістю до ударів та швидкістю запису. Надійна конструкція манометрів PPS і простота у використанні операційного матеріалу забезпечення роблять ці манометри особливо популярними у нафтогазовидобувній промисловості.

В Україні, а також в країнах СНД різними підприємствами та фірмами розроблені, виготовляються і застосовуються в нафтогазовидобувній промисловості такі глибинні манометри: автономний манометр-термометр-вологомір ГС-АМТС (виробник – підприємство ООО «СТК ГЕОСТАР», м. Набережні Челни, РФ, Республіка Татарстан); манометри-термометри САМТ-01, САМТ-02 компанії СІАМ (м. Томськ, РФ); манометри-термометри МИКОН-107 і МИКОН-1007 (постачальник – ЗАТ «Маркетинг-Сервис», м. Набережні Челни, РФ, Республіка Татарстан); манометр-термометр АМТ-08 (постачальники – ООО «Гортехінвест», м. Харків, Україна; ООО «Прибор», м. Смоленськ, РФ); МГН-2, МГИ-1М, МСУ-1, МСУ-2 (виробники – ООО «Промприлад», м. Харків, Україна; ВАТ «Івано-Франківський завод «Промприлад», м. Івано-Франківськ, Україна; ООО «ИТЦ ПромКомплектИнжиниринг», м. Смоленськ, РФ; ЗАО «Промприбор», м. Єкатеринбург, РФ); автономний

глибинний цифровий манометр АГМ (виробник – виробнича компанія ООО «Эколайт-спецтехника», м. Набережні Челни, РФ, Республіка Татарстан); свердловинний прилад «Синевір» (ВАТ «Івано-Франківське Спеціальне конструкторське бюро засобів автоматизації», м. Івано-Франківськ, Україна) та вже згадувані вище манометри-термометри PPS 25, PPS 28 і манометр K10 фірми «Kuster».

Автономний манометр-термометр-вологомір ГС-АМТС – це автономний глибинний прилад, призначений для проведення глибинних вимірювань тиску, температури і вологості по заданій часовій схемі із можливістю зберігання зареєстрованих даних в енергонезалежній пам'яті приладу. Характерні особливості приладу ГС-АМТС: програмування абсолютного часу старту приладу та часової схеми запису параметрів; одночасний вимір і запис в енергонезалежній пам'яті значень тиску, температури і вологості рідини у свердловинах; можливість довготривалого зберігання зареєстрованих результатів досліджень; можливість запуску приладу від кнопки (прямо на свердловині) і за перевищенням тиску; можливість передачі даних у персональний комп'ютер для аналізу і друку звіту при роботі в комплексі з лічильником СПС-2/СПС-3 (для формування звіту про розподіл параметрів по глибині свердловини); для більш ефективної роботи манометр комплектується блоком реєстрації ГС-КПК-102.

Автономний глибинний цифровий манометр АГМ призначений для реєстрації та контролю тиску і температури при проведенні гідродинамічних досліджень у процесі експлуатації нафтогазових свердловин. Він має наступні особливості: свердловинний цифровий манометр АГМ (зокрема, АГМ-1,-2 – автономні глибинні манометри; АГМ-3,-4,-5 – автономні глибинні манометри-термометри; АГМТ-1, АГМТ-2 – автономні термостійкі глибинні манометри-термометри) здійснює вимірювання тиску і температури через задані інтервали часу і записує інформацію в пам'ять. Робочим середовищем є нафта, газ і вода. Робочий діапазон вимірювання тиску 25–100 МПа при температурі середовища до + 125 °С. Після проведення вимірювань дані зчитуються комп'ютером для обробки і аналізу на екран у графічному або цифровому вигляді.

Дуже поширеними при проведенні досліджень свердловин є манометри-термометри МИКОН-107 і МИКОН-1007. Манометр-термометр МИКОН-107 досить простий в роботі і є основним приладом,

що використовується при глибинних дослідженнях свердловин. Нова, удосконаленіша модель МИКОН-1007 з малоінерційним датчиком температури також відзначається надійністю і простотою в роботі (для зчитування інформації немає необхідності в розбиранні приладу – достатньо встановити ковпак і через ІК-порт зчитати інформацію).

Свердловинні уніфіковані манометри типу МСУ виготовляють ООО «Промприлад» (м. Харків), ВАТ «Івано-Франківський завод «Промприлад» (м. Івано-Франківськ) та ЗАО «Промприбор» (м. Єкатеринбург, РФ), а гелікени глибинні манометри МГН-2 (ТУ 25-01-540-74), МГИ-1М (ТУ 25-01-537-71; 25-02.031984-78; ГОСТ 15807-76; 15807-80) – ООО «Знергосила» (м. Харків), зокрема, ВАТ «Івано-Франківський завод «Промприлад» виготовляє манометри МСУ-Т1, МСУ-1, МСУ-Т2 і МСУ-2.

ВАТ «Івано-Франківське Спеціальне конструкторське бюро засобів автоматизації» (м. Івано-Франківськ) розроблені новіші моделі свердловинних манометрів МСУ-Т1 і МСУ-Т2 – МСУ-Т1М і МСУ-Т2М і свердловинний прилад «Синевір». Свердловинний прилад «Синевір» – це свердловинний манометричний прилад з пружинним трубчастим чутливим елементом і годинниковим пишучим механізмом, призначений для вимірювання тиску і температури по стовбуру і на вибої свердловини. Блочна конструкція приладу дозволяє комплектувати єдиний пишучий механізм декількома змінними манометричними і термометричними блоками і спускати його у свердловину, як на дроті, так і з колоною бурильних труб для реєстрації тисків при випробуванні свердловин трубними пластовипробувачами.

Прилади для вимірювання перепаду тиску

Для вимірювання перепаду тиску використовують в основному диференційні самопишучі манометри ДГМ-4М, МГД-5, «Самотлор-1», які складають окрему групу приладів. Вони призначені для дослідження свердловин методом прослуховування і відновлення тиску, коли необхідно зафіксувати незначну зміну тиску, абсолютне значення якого є на два-три порядки вищим. Ці прилади повинні мати дуже високу чутливість, що досягається, в основному, за рахунок зрівноважування початкового тиску в свердловині тиском стиснутого газу, який нагнітається у вимірювальну камеру приладу перед його спуском у свердловину. Особливо високою чутливістю відзначаються п'єзографи (зокрема, ППИ-4М), які реєструють зміну рівня рідини в п'єзометричних і спостережних свердловинах. У

свердловину дифманометри, а також геліксні і пружинно-поршневі манометри, спускають з використанням лебідки.

Маркування глибинних манометрів

Маркування (умовне позначення) геліксних манометрів типу МГН-2 складається за схемою: МГН-2-А, де МГН-2 – глибинний манометр нормального ряду, А – верхня межа вимірювання тиску, атм (МПа).

Умовне позначення свердловинних манометрів типу МСУ складається за такою схемою: МСУ-А-Б-В, де МСУ – манометр свердловинний уніфікований; А – виконання манометра: 1) Т1 або 1 – група манометрів нормального ряду тиску для гідродинамічних досліджень свердловин; 2) Т2 або 2 – група манометрів нормального ряду тиску для випробування розвідувальних свердловин трубними випробувачами пластів; 3) 3 – група манометрів нормального ряду тиску з інерційним відмітчиком часу для дослідження паро- нагнітальних свердловин; Б – верхня границя вимірювання тиску, МПа; В – верхня границя робочої температури, °С.

Способи вимірювання тиску в свердловині

У більшості завдань дослідження продуктивних пластів використовуються дані про величини вибійного $P_{\text{вib}}$ і пластового $P_{\text{пл}}$ тисків, зведених до глибини залягання розкритого пласта (точніше до його середини). Ці величини можна визначити двома способами: 1) шляхом вимірювання глибинним манометром, встановлюваним у заданій точці; 2) шляхом вимірювання в будь-якій іншій точці (точка виміру) з наступним зведенням його до заданої глибини.

Вибійний тиск вимірюється в працюючій свердловині. Пластовий тиск вимірюється в зупинених або неексплуатованих свердловинах так само, як вибійний. При використанні глибинних манометрів у більшості випадків вибійний і пластовий тиски вимірюються за один спуск приладу. Манометр спускається в працюючу свердловину до точки вимірювання, витримується 15 – 25 хв з метою реєстрації вибійного тиску, після чого закривається засувка на викидній лінії, і прилад фіксує криву відновлення вибійного тиску. Манометри спускають у свердловину з використанням лебідки.

Характерний вигляд діаграми, записаної глибинним манометром при вимірюванні вибійного і пластового тисків. Розшифрування діаграми.

Характерний вигляд запису показів на діаграмному бланку глибинного манометра при вимірюванні вибійного і пластового тисків показаний на рисунку 4.4.

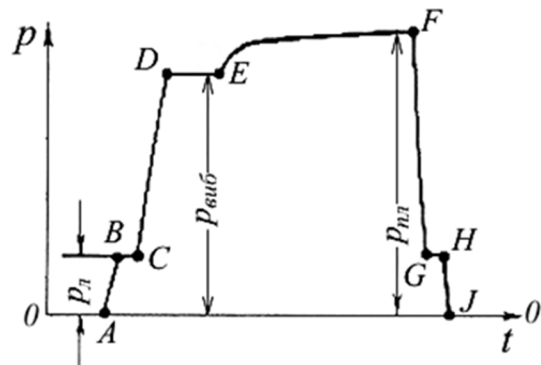


Рисунок 4.4 – Характерний вид діаграми запису зміни тиску глибинним манометром

Вимірний тиск у масштабі бланка відраховується від нульової лінії $00'$ (ця лінія прокреслюється перед спуском приладу). Після встановлення приладу в лубрикатор, в момент, що відповідає точці A , відкривається буферна засувка (або перепускні вентиля) і на бланку фіксується зростання тиску (ділянка AB) до величини P_l (тиск в лубрикаторі), якому на діаграмі відповідає невеликий прямолінійний відрізок BC . Ділянка CD характеризує зростання тиску, що реєструється манометром у міру зростання глибини спуску манометра. На ділянці DE (після витримки на вибої 15–25 хв) фіксується вибійний тиск. Точка E відповідає моменту закриття засувки на викидній лінії. З цього часу прилад реєструє криву відновлення тиску EF . На ділянці FG тиск знижується у зв'язку з підйомом приладу. На ділянці GH записується величина тиску в лубрикаторі, а на ділянці HJ реєструється зниження тиску до атмосферного при випусканні («стравлюванні») газу із лубрикатора.

Час відновлення тиску на вибої свердловини після її зупинки залежить від гідропровідності та п'єзопровідності пласта. Теоретично він повинен бути нескінченно великим. Проте на практиці значення $P_{пл}$ з достатньою точністю можна визначити в більшості випадків за декілька годин, рідше днів, але іноді й тижнів. Цей час установлюється дослідним шляхом. У тому випадку, коли він обчислюється днями, повну криву відновлення тиску не знімають, а проводять окремі вимірювання манометром, що спускається на 15–25 хв через вибрані інтервали часу після зупинки свердловини.

Розшифрування записів на діаграмних бланках глибинних манометрів проводиться відліковими пристроями різних типів: польовими оптичними столиками, компараторами та інструментальними мікроскопами. Одним з найпростіших пристроїв для розшифрування записів тиску є столик конструкції ВНДІ і мікроскоп з палеткою. Він складається з основи, на якій за допомогою металевої рами і затискачів закріплюється діаграмний бланк, візирного повзуна, лінійки і ноніуса. Лінійка закріплена на рамі столика. Повзун з'єднаний з ноніусом і може пересуватися по лінійці. Лінійка і ноніус – це деталі стандартного штангенциркуля. Для розшифрування записів в польових умовах використовують портативні пристрої – польові компаратори (типу К-5, К-7, К-8) з похибкою відліку $\pm 0,05\text{--}0,1$ мм. У лабораторних умовах для розшифрування записів тиску глибинними манометрами застосовують точніші пристрої – лабораторні компаратори типу К-9 і КГМ-3, а також прецизійні та двокоординатні компаратори. Похибка цих засобів не перевищує $0,01\text{--}0,02$ мм. Універсальні інструментальні мікроскопи застосовують, як правило, для розшифрування діаграмних бланків при градуюванні або повірці приладів після виготовлення і ремонту.

Обладнання гирла фонтанних, газліфтних, нагнітальних і спостережних свердловин при глибинних вимірюваннях

Для дослідження свердловин, що експлуатуються фонтанним і компресорним способами, методом усталених відборів або відновлення тиску застосовують глибинні манометри, дифманометри, термометри, витратоміри, а також контрольно-вимірювальні прилади, що встановлюються на поверхні.

Залежно від типу і конструкції свердловини використовують різне обладнання для спуску приладів.

Спуск глибинних приладів в експлуатаційні свердловини з надлишковим тиском на гирлі здійснюють глибинними лебідками через спеціальні пристрої (лубрикатори), які встановлюють на фонтанній арматурі.

Схема обладнання гирла фонтанних, газліфтних, нагнітальних і спостережних свердловин для проведення глибинних вимірювань наведена на рисунку 4.5.

Автомобіль з лебідкою встановлюють на відстані приблизно 25–30 м від гирла так, щоб вал лебідки був розміщений перпендикулярно до напрямку руху дроту від свердловини до середини барабана. Якщо глибинний

прилад 7 (пробовідбірник або глибинний манометр) спускають в працюючу фонтанну або компресорну свердловину, то замість буферної головки на засувку 9 встановлюють лубрикатор 2, що являє собою відрізок насосно-компресорної труби завдовжки від 1,5 до 4 м з різьбою на одному кінці і фланцем на іншому. На верхню частину лубрикатора нагвинчують сальник 4, який ущільнює дрід 6. Діаметр лубрикатора 2,5–4 дюйми (63–102 мм). Крім того, що лубрикатор необхідний для спуску у свердловину глибинного приладу, його застосування дозволяє запобігти викиду нафти. Сальник лубрикатора призначений для герметичного виводу дроту або кабелю, на яких спускається прилад.

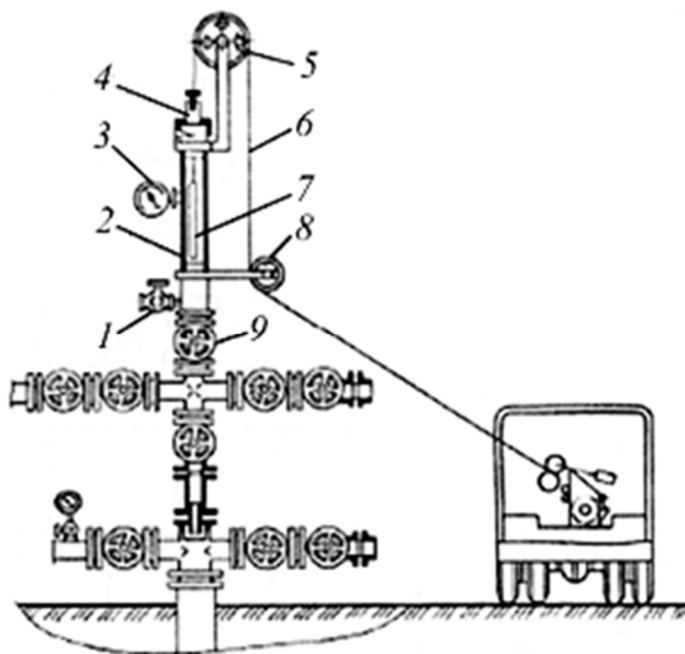


Рисунок 4.5 – Загальна схема обладнання гирла фонтанних, газліфтних, нагнітальних і спостережних свердловин для проведення спуску автономних та дистанційних глибинних приладів

*1 – кран; 2 – лубрикатор; 3 – показуючий манометр; 4 – сальник;
5 – скеровуючий ролик; 6 – дрід; 7 – глибинний прилад; 8 – відтяжний ролик; 9 – засувка*

До труби (корпусу) лубрикатора приварюють два патрубки: для установки показуючого манометра 3 і для крана 1, який з'єднує внутрішню частину труби з атмосферою. До корпусу лубрикатора кріпиться скеровуючий ролик 5, через який проходить дрід або кабель. Для зменшення перекидного моменту, що діє на лубрикатор при підніманні глибинного приладу 7, встановлюють відтяжний ролик 8.

Гирло свердловини обладнують спеціальними містками. Містки, як правило, мають дві площадки, які обладнані перилами. Оператор, стоячи на верхній площадці, опускає прилад в корпус лубрикатора, закручує сальник і привідкриває буферну засувку 9 при відкритому спускному крані лубрикатора. Потім, закривши кран, повністю відкривають буферну засувку, піднімаючи тиск в лубрикаторі до значення гирлового тиску. Переконавшись в герметичності лубрикатора і надійності ущільнення дроту в сальнику і записавши покази гирлового манометра, проводять спуск приладу у свердловину (як правило, зі швидкістю 0,7–0,8 м/с).

На рисунку 4.6 наведено, схему лубрикатора для спуску глибинних приладів у свердловину на дроті. У циліндричний корпус лубрикатора поміщають глибинний прилад перед, початком його спускання у свердловину. До нижньої частини лубрикатора приєднуються манометр і спусковий кран для скидання тиску. На верхньому кінці лубрикатора є сальник для проходження дроту або кабелю. Як правило, корпус сальника угвинчується в циліндр лубрикатора, що дозволяє встановлювати глибинний прилад без необхідності демонтажу лубрикатора.

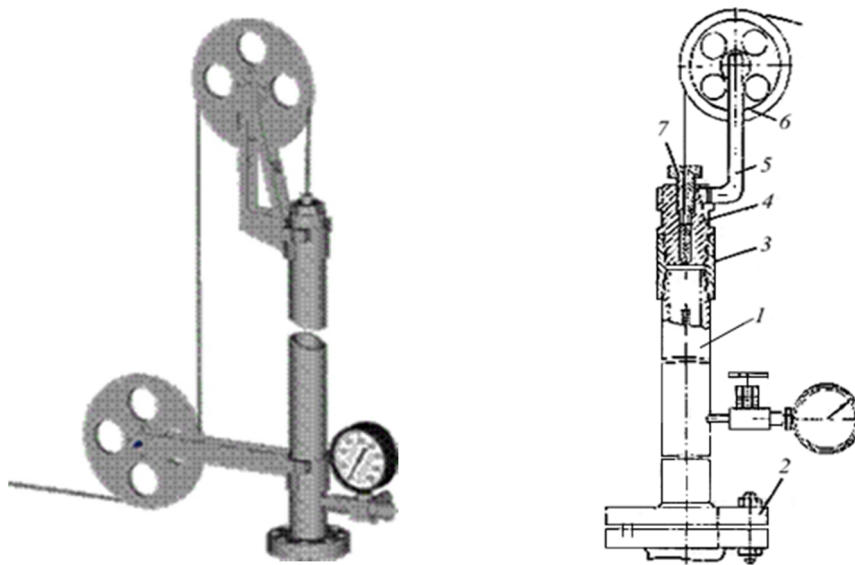


Рисунок 4.6 – Схема лубрикатора для спуску глибинних приладів у свердловину на дроті

1 – корпус; 2 – фланець; 3 – перевідна муфта; 4 – корпус головки лубрикатора; 5 – кронштейн; 6 – напрямний ролик; 7 – сальник

Лубрикатори класифікуються за призначенням і способом експлуатації свердловини на декілька типів. Зокрема, на нафтових і газових промислах застосовують лубрикатори ЛС65х35 (виробник –

виробнича компанія ООО «Эколайтспецтехника», м. Набережні Челни, РФ Республіка Татарстан), ГЕОСТАР-ГС-420 (постачальник – компанія «Прима Сервіс М», м. Москва), сальники-лубрикатори та ін.

Лубрикатор ЛС65×35 призначений для герметизації гірла нафтогазової свердловини при спуску в неї глибинних приладів або інструментів (при проведенні геофізичних або гідродинамічних досліджень). Він являє собою трубу (приймальну камеру) необхідної довжини (до 3 м) з герметизуючим пристроєм з декількох рядів сальників, краном для стравлювання тиску і фланцем для кріплення на фонтанній арматурі. Спуск приладів здійснюється на дроті діаметром 1,8 мм або 2,2 мм.

Технічні характеристики лубрикатора ЛС65х35:

1) умовний діаметр – 65 мм; 2) робочий тиск – 15, 21, 25, 35 МПа;
3) висота приймальної камери – до 3000 мм; 4) діаметр скребкового дроту – не більше, ніж 3 мм; 5) діаметр кабеля – не більше, ніж 6,3 мм; 6) діаметр фланця – 195 мм; 7) діаметр роликів – 250 мм; 8) маса лубрикатора – 50 кг. Два ролики (верхній і нижній) призначені для забезпечення рівної подачі дроту в свердловину і для уникнення деформацій лубрикатора.

У свердловинах, що експлуатуються ШГНУ, використовують малогабаритні лубрикатори. Такі лубрикатори встановлюють ексцентрично на верхньому фланці фонтанної арматури. Вони призначені для спуску в кільцевий простір глибиннонасосних свердловин малогабаритних свердловинних манометрів із зовнішнім діаметром меншим 28 мм.

Необхідною вимогою, яка повинна виконуватись при спуску глибинних приладів у нафтові та газові свердловини, є перевищення ваги глибинного приладу над виштовхувальною силою висхідного потоку нафти (газу). Внаслідок цієї виштовхувальної сили помітно утруднюється спуск вимірювальних приладів у нафтові свердловини, що працюють з дебітами, більшими, ніж 300–400 т/доб при різних значеннях газового фактора (оскільки зустрічний потік рідини внаслідок гідравлічних опорів, що викликаються наявністю приладу, перешкоджає його спуску). У таких випадках до глибинних приладів підвішують вантажну штангу (додатковий вантаж). При дуже великих дебітах, перед спуском приладу прикриттям засувки на викидній лінії або регульованого штуцера дебіт зменшують до такого, при якому спуск приладу стає можливим. Після спуску приладу нижче подошви (башмака) НКТ, де швидкість висхідного

потоків мала, роботу свердловини знову переводять на попередній режим. Проте, таке порушення може негативно відбитися на вимірюваних параметрах. Тому після такої операції свердловині необхідно дати можливість вийти на усталений режим.

Аналогічна ситуація і при проведенні спуску приладів у газову свердловину. Наприклад, встановлено, що в експлуатаційну колону діаметром 148 мм при тиску порядку 10 МПа спуск глибинного манометра без додаткового вантажу можливий лише за умови, що дебіт газу становить не більше 500–600 тис. м³/доб. При дебітах газової свердловини, що перевищують цю величину, обов'язково застосовують додатковий вантаж.

Для спуску глибинних приладів у свердловини використовують пересувні лабораторії з лебідками конструкції «АзИНМАШ».

В лебідці «АзИНМАШ-11» обертання барабана здійснюється від двигуна автомобіля трансмісійним валом, з'єднаним ланцюговою передачею з коробкою відбору потужності.

Лебідки, які використовуються для опускання приладів у свердловину на дроті, мають дві передачі, які забезпечують піднімання приладу зі швидкостями в діапазоні від 0,85 до 6,14 м/с.

Лебідка «АзИНМАШ-11» має таку технічну характеристику: діаметр барабана – 145 мм, діаметр дроту 1,6–1,8 мм, довжина намотаного дроту – 3500 м, маса лебідки без дроту – 196 кг.

Методика вимірювань свердловинними приладами, що спускаються на дроті

У фонтанну або компресорну свердловину глибинний манометр спускають глибинною лебідкою, змонтованою на автомобілі чи тракторі через лубрикатор 2 (рис. 4.5).

Вимірювання тиску глибинним манометром проводять в такій послідовності:

1. Для підготовки приладу 7 (рис. 4.5) до спуску кінець дроту 6 від лебідки пропускають через сальник лубрикатора, попередньо вигвинтивши його з корпусу.

2. При високому газовому факторі, що зумовлює великі швидкості висхідного потоку у верхній частині колони, манометр необхідно спускати з додатковим вантажем.

3. Манометр спускають у свердловину після спуску в неї шаблону діаметром, трохи більшим, ніж діаметр манометра.

4. Перед спуском манометра необхідно вставити в каретку новий діаграмний бланк.

5. Провести нульову лінію.

6. Обережно зібрати прилад, установивши в нього годинниковий механізм. Звернути увагу на герметизацію приладу. Встановити максимальний термометр.

7. Безпосередньо на фонтанній арматурі встановлюються містки, які призначені для спускання і піднімання приладів із свердловини.

8. Якщо на арматурі не встановлений лубрикатор, то необхідно закрити буферну засувку, відкрити вентиль, встановлений на буферній головці, і стравити тиск в ній до атмосферного. Після цього знімають буферну головку і встановлюють на фланці корпус (трубу) лубрикатора 2 без сальника (рис. 4.5).

9. Закріплюють кінець дроту в підвісній частині приладу, поміщають його в корпус лубрикатора і загвинчують сальник. Сальник затягують таким чином, щоб дріт надійно ущільнився, але при цьому повинна забезпечуватись можливість його руху через сальник.

10. Відкривають буферну засувку і збільшують тиск в трубі лубрикатора до значення, рівного тиску на гирлі свердловини.

11. Покази лічильника лебідки встановлюють на нуль і плавно спускають глибинний манометр на задану глибину із швидкістю не більше 0,7–0,8 м/с (при цьому необхідно стежити за показами лічильника глибини спуску приладу).

12. При підході приладу до заданої глибини швидкість спуску зменшують, плавно зупиняють гальмом барабан лебідки. На заданій глибині, яку визначають за лічильником вимірювального механізму лебідки, прилад витримують протягом 15–25 хв для термостатування (досягнення приладом температури, яка є на заданій глибині свердловини). Якщо вимірюється дебіт, тривалість витримки визначається часом, необхідним для того, щоб розкрився пакер дебітовимірювача. Після витримки певного часу прилад піднімають на поверхню.

13. Піднімання глибинного приладу здійснюють при працюючому двигуні автомобіля плавним вмиканням фрикціону після вимикання гальма. Піднімання приладу здійснюють на другій передачі доти, поки до гирла свердловини не залишиться 30–50 м. Потім переходять на першу передачу і за 5–7 м до гирла прилад піднімають вручну, стежачи за показниками лічильника.

14. Після завершення піднімання приладу необхідно перевірити прохід манометра через засувку, після чого закрити її.

15. Манометр можна вийняти з лубрикатора лише при встановленні атмосферного тиску в ньому, для чого використовується краник 1 (рис. 4.5).

16. Відгвинтити сальник і вийняти прилад.

17. Розібрати прилад і вийняти каретку з бланком діаграми; записати температуру (за показом максимального термометра).

18. На бланку записати дату, номер свердловини, її техніко-експлуатаційну характеристику, номери глибинного манометра і манометричного блоку.

Обладнання для дослідження глибинно-насосних свердловин та свердловин, обладнаних занурними електронасосами

Для дослідження глибинно-насосних свердловин прилади спускають в затрубний простір (рис. 4.7). На гирлі свердловини встановлюють ексцентричну планшайбу 1, а на кінці експлуатаційної колони 2 – спеціальний відхилювач 5. Глибинний прилад 6 спускають на дроті 4 в простір між насосно-компресорними трубами 2 та експлуатаційною колоною 3.

Самостійна робота студента

1. Необхідно опрацювати теоретичну частину роботи, ознайомитися з призначенням, типами, конструкцією та принципом роботи приладів, призначених для вимірювання тиску. Навести типову діаграму, записану при вимірюванні вибірного і пластового тисків. Підготувати звіт зі схемами манометрів МГН-2, МГП-3М.

2. Необхідно вивчити обладнання гирла фонтанних, газліфтних свердловин, а також глибинно-насосних свердловин та свердловин, обладнаних занурювальними електронасосами, при проведенні глибинних вимірювань.

3. Вивчити методику вимірювань свердловинними приладами, що спускаються на дроті.

4. У звіті навести схеми лубрикатора та обладнання гирла свердловини при глибинних вимірюваннях.

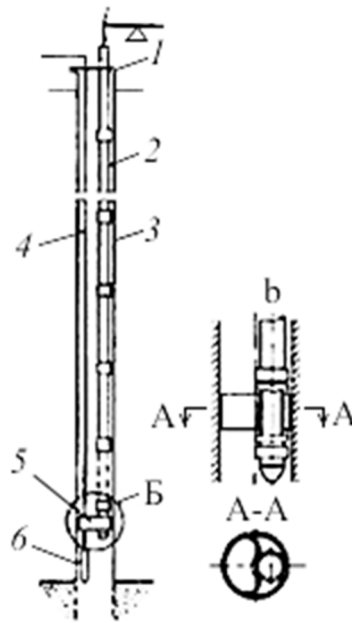


Рисунок 4.7 – Обладнання для проведення глибинних вимірювань у глибинно-насосних свердловинах та свердловинах, обладнаних занурними електронасосами (із спуском приладів у затрубний простір свердловини)

*1 – ексцентрична планшайба; 2 – колона НКТ; 3 – експлуатаційна колона;
4 – дрiт; 5 – спеціальний відхилювач; 6 – глибинний прилад*

Порядок виконання роботи

1. Вивчити конструкцію глибинних манометрів МГН- 2, МГТ-1, МСУ. Записати технічні характеристики глибинних манометрів.
2. Засвоїти порядок розшифрування умовного позначення геліксного манометра типу МГН-2 і свердловинного манометра типу МСУ.
3. Вивчити за рисунком 4.4, що означає кожна лінія і точка на діаграмі, записаній глибинним манометром при вимірюванні вибійного і пластового тисків.
4. Ознайомитись з принципом інтерпретації результатів вимірювання вибійного і пластового тисків у свердловині (розшифрування) діаграми, записаної глибинним манометром.
5. Вивчити призначення і конструкцію лубрикатора, зарисувати принципові схеми обладнання гирла свердловини при глибинних вимірюваннях, записати технічні характеристики механізованої лебідки.
6. Вивчити методику вимірювань свердловинними приладами, що спускаються на дроті (наприклад, прилади для вимірювання тиску в свердловині).

Вимоги до оформлення звіту

У звіті вказати мету роботи, викласти основні теоретичні положення, навести схеми манометрів МГН-2, МГТ-1, діаграму, записану при вимірюванні вибійного і пластового тисків, навести схему проведення глибинних вимірювань у фонтанних, газліфтних, нагнітальних і спостережних свердловинах і схему обладнання для проведення глибинних вимірювань у глибинно-насосних свердловинах та свердловинах, обладнаних занурювальними електронасосами (із спуском приладів у затрубний простір свердловини), схему лубрикатора.

Контрольні запитання

1. Для чого призначені глибинні манометри?
2. У чому полягає принцип роботи глибинних манометрів: геліксного, поршневого, диференціального?
3. Як розшифровують записи на діаграмних бланках глибинних манометрів?
4. З використанням яких пристроїв глибинний манометр спускають у свердловину?
5. Призначення та конструкція лубрикатора.

Список рекомендованих джерел

15, 16, 20, 25, 29, 34, 36, 37, 38, 40, 41, 42.

2.5 Вимірювання рівня рідини в свердловині за допомогою ехолота ЭС-50. Обробка ехограм

Мета роботи

Ознайомлення з приладом, принципом його роботи, підготовкою приладу до вимірів у свердловині і підготовкою свердловини до вимірів.

Визначення «динамічного» рівня в свердловині і швидкості проходження звукового імпульсу в «газовому» середовищі при заданій відстані до репера.

Основні теоретичні положення

Опис і принцип дії приладу

Ехолот типу ЭС-50 дозволяє заміряти рівень рідини в глибинно-насосних свердловинах. Максимальна глибина рівня, яку можна відбити 1000 – 1200 м.

Прилад можна використовувати для:

- вимірювання динамічного рівня;
- вимірювання статичного рівня;
- дослідження свердловин методом усталених відборів.

У комплект ехолота входять наступні вузли:

- порохова хлопавка з гільзами і пристроєм для їхньої зарядки;
- акумулятор;
- реєстратор-підсилювач;
- сполучні дроти.

Схема вимірювання рівня в свердловині ехолотом представлена на рисунку 5.1.

Порохова хлопавка 1 являє собою зварений із труб трійник. Відкритий кінець прямого коліна служить для з'єднання із затрубним простором свердловини. На протилежному кінці коліна встановлений замок-патронник з гільзою, зарядженою порохом. Постріл здійснюється ударом бойка по ударнику. Усередині цього коліна встановлюється сітка – полум'ягасник.

В іншому коліні вмонтований термофон 3, клеми якого з'єднуються шнуром з відповідними клемами реєстратора-підсилювача 4. Для живлення термофона струмом до підсилювача-реєстратора підключається акумулятор (рис. 5.2). Термофон являє собою вольфрамову нитку, по якій проходить постійний струм від акумулятора. Струм у ланцюзі термофон-акумулятор вимірюється міліамперметром «струм термофона» і повинен

дорівнювати 200–300 мА (у межах червоної мітки). Під дією цього струму термофон нагрівається до температури 100°C.

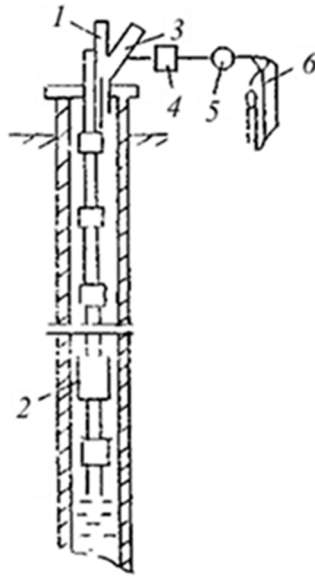


Рисунок 5.1 – Схема виміру рівня в свердловині ехолотом

1 – порохова хлопавка; 2 – репер; 3 – термофон; 4 – електронний підсилювач; 5 – реєстратор; 6 – діаграма

Звукові імпульси, діючи на вольфрамову нитку, прохолоджують її і викликають короточасні зміни її омичного опору, у результаті чого в електричному ланцюзі термофона відбуваються короточасні зміни сили струму. Зміна сили струму в ланцюзі термофона, посилена двокаскадним підсилювачем, передається реєструючому механізму 5. Для регулювання величини ступеня посилення передбачений регулятор посилення. Нормальний загальний струм підсилювача по міліамперметру «Струм підсилювача» повинен становити 10–15 мА (у межах червоної мітки).

Реєструючий механізм містить у собі перописець і стрічкопротяжний пристрій 6.

Перописець – це магнітна система, у кільцевому зазорі якої розміщена рамка з обмоткою. При проходженні через обмотку електричного імпульсу рамка приходить у коливання, а приєднане до неї перо записує ці коливання на паперовій стрічці, що рухається. Стрічка міститься на стрічкопротягувальному пристрої, що складається з двох роликів. Верхній ролик насаджений безпосередньо на вал синхронного електродвигуна перемінного струму, нижній – вільно висить, що забезпечує натяг стрічки. Для включення мотора, який рухає стрічку,

передбачений тумблер «ВКЛ. МОТОР». Кількість обертів мотора, а отже швидкість руху стрічки (100 мм/с) не залежить від зміни напруги в мережі перемінного струму.

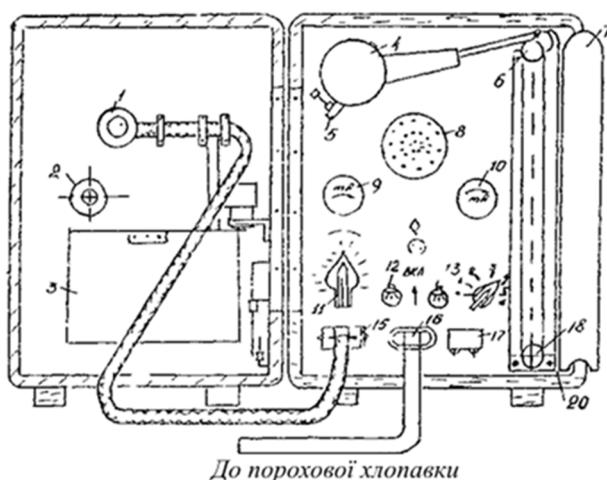


Рисунок 5.2 – Ехолот ЭМ-52

1 – запобіжники; 2 – змінний валик; 3 – акумулятор; 4 – реєстратор;
5 – регулятор натиску пера; 6 – ведучий валик; 7 – запобіжний кожух стрічкопротягувального пристрою; 8 – захисний ковпак радіоламп;
9 – міліамперметр контролюючий такт підсилювача; 10 – міліамперметр зарядного ланцюга; 11 – ручка плавного регулювання підсилювача;
12 – ввімкнення запалювання; 13 – ввімкнення двигуна стрічкопротяжного механізму; 14 – східчасте регулювання підсилювача; 15 – підключення мережі перемінного струму; 16 – ввімкнення термофона; 17 – здвоєний тумблер для термофона від режиму живлення термофона до режиму живлення акумулятора

Принцип дії приладу

Звуковий імпульс (постріл порохової хлопавки) посиляється в затрубний простір свердловини. Діючи на термофон, вмонтований усередині хлопавки, звуковий імпульс викликає в ньому імпульс струму. Останній підсилюється підсилювачем і реєструється на стрічці у вигляді піків.

Звуковий імпульс відбивається від рівня рідини і знову попадає на хлопавку, викликаючи в термофоні імпульс струму, що записується на стрічці перописця.

Таким чином, на стрічці з'являються два піки, перший з яких відповідає самому звуковому імпульсу (пострілу), а другий – відбиттю імпульсу від рівня.

Якщо прийняти, що відстань між піками на ехограмі дорівнює 300 мм, то при швидкості руху стрічки 100 мм/с, 300 мм відповідає 3 секундам (рис. 5.3). Отже, звук пройшов від гирла свердловини до рівня і назад протягом $T=3$ с.

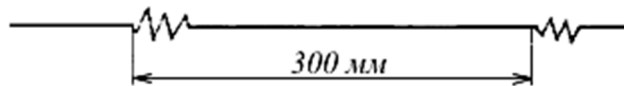


Рисунок 5.3 – Записана діаграма ехолокації рівня рідини в свердловині

Приклад здійснення ехолокації в свердловині. Постріл, відбиття від рівня. Час проходження звуку тільки до рівня $T_{ур}$ в одному напрямку буде дорівнювати $T_{ур} = 1,5$ с.

Для того, щоб знайти відстань від гирла свердловини до рівня в метрах, необхідно додатково визначити швидкість звуку в свердловині. Це можна зробити, якщо на колоні труб, на визначеній глибині, встановлений відбивач звуку, так званий репер (2, рис. 5.1).

При вимірі рівня в свердловині, обладнаній репером, ехограма приймає вид:

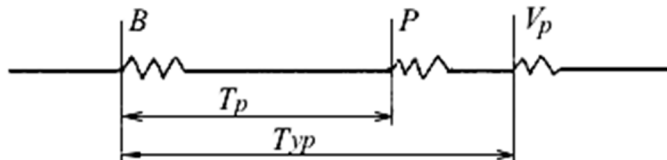


Рисунок 5.4 – Приклад виміру рівня рідини в свердловині обладнаній репером

Відстань до рівня в метрах визначається з пропорції, що включає наступні величини:

$T_{реп}$ – час проходження звуку до репера і назад (визначається з ехограми).

$T_{ур}$ – час проходження звуку до рівня і назад (визначається з ехограми).

H_p – відстань до репера в метрах (вимірюється при установці репера).

$H_{ур}$ – рівень рідини в свердловині (невідомо величина).

де — — швидкість звуку в свердловині.

Підготовка приладу для вимірів у свердловині

Для проведення вимірів необхідно виконати наступні дії:

- перевірити напругу акумуляторів;
- змонтувати прилад на свердловині відповідно до монтажною схемою;
- перевірити струм підсилення і термофона;
- підготувати в необхідній кількості стрічки для запису ехограм;
- зарядити необхідну кількість гільз для хлопавки;
- підготувати чорнило і піпетку для заливання пера.

Стрічку виготовляють з міліметрового папера, який розрізають на смуги шириною 20–22 мм і довжиною 700–600 мм, після чого смуги склеюють у кільце.

Гільзи після запресовування пістона заряджають бездимним мисливським порохом і закривають щільно картонним пижем.

Підготовка свердловини до виміру

Для визначення швидкості звуку в свердловині встановлюють на визначеній глибині репер, який виготовляють з обрізків труб. При установці реперів необхідно дотримувати наступних правил:

- кільцевий простір між обсадною колоною і насосними трубами повинен перекриватися репером на 50–70%;
- довжина репера повинна бути 300–400 мм;
- відстань від гирла свердловини до репера повинна бути виміряна з точністю до 0,5–1 м.

Планшайба свердловини повинна мати отвір для підключення хлопавки ехолота. Іноді, при відсутності отвору, хлопавку підключають до бічного газопроводу. У такому випадку необхідно звернути увагу на те, щоб у газопроводі не було звужень голчастого вентиля. Якщо на газопроводі є засувка, то її необхідно повністю відкрити.

Перед підключенням хлопавки до свердловини необхідно випустити з затрубного простору газ, що там накопичується.

Визначення динамічного рівня

Визначення динамічного рівня в лабораторній роботі проводиться умовно.

Для одержання піків (списів) «постріл», «репер», «рівень» ударяють долонею через відповідні проміжки часу по отвору хлопавки. При цьому між ударом «постріл» і «репер» дається витримка порядку 4–5 с, а між ударом «репер» і «рівень» 3–4 с.

Самостійна робота студента

Ознайомитися з пристроєм, його призначенням, принципом роботи ехолота, розшифровкою ехограми за інформацією теоретичного розділу. Підготувати звіт з рисунком ехолота та ехограмою.

Вимоги до оформлення звіту

У звіті вказати мету роботи, викласти основні теоретичні положення, навести схеми монтажу ехолота на свердловині та діаграму, записану при вимірюванні рівня рідини у свердловині.

Контрольні запитання

1. Яке призначення ехолота?
2. Принцип дії ехолота?
3. Як розшифровуються ехограми?

Список рекомендованих джерел

13, 32.

2.6 Визначення коефіцієнта відкритої пористості гірської породи установкою для вакуумування ВУ-3

Мета роботи

1. Засвоєння поняття про відкриту пористість гірської породи.
2. Набуття навичок визначення коефіцієнта відкритої пористості гірської породи способом насичення зразка породи гасом.

Теоретична частина

До комплекту кернової модернізованої апаратури (АКМ-2М) входять такі установки та прилади:

- 1) вакуумна установка ВУ-3 (для визначення коефіцієнта відкритої пористості гірської породи);
- 2) прилад ГК-5 (для визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірської породи при фільтрації газу □ повітря (газопроникність);
- 3) установка АК-4 (для визначення карбонатності гірських порід);
- 4) порозиметр ПК-2 (для визначення коефіцієнта відкритої пористості гірської породи);
- 5) седиментометр ПС-3 (для визначення гранулометричного складу гірських порід методом седиментаційного аналізу).

Під *пористістю гірської породи* розуміють наявність у ній пор, пустот, тріщин і каверн, не заповнених твердого речовиною. Розрізняють загальну (абсолютну) і відкриту пористість.

Під *коефіцієнтом абсолютної пористості* $m_{\text{п}}$ розуміють відношення сумарного об'єму наявних у зразку гірської породи пор $V_{\text{п}}$ до об'єму зразка $V_{\text{зр}}$.

$$m_{\text{абс.п}} = \frac{V_{\text{п}}}{V_{\text{зр}}} \quad (6.1)$$

Коефіцієнт відкритої пористості – це відношення об'єму відкритих пор, що з'єднуються між собою та із зовнішнім середовищем $V_{\text{в.пор}}$, до загального об'єму зразка $V_{\text{зр}}$:

$$m_{\text{в.п}} = \frac{V_{\text{в.пор.}}}{V_{\text{зр}}} \quad (6.2)$$

Існують декілька методів та приладів для визначення коефіцієнта пористості. Найрозповсюдженішим з них є метод визначення коефіцієнта відкритої пористості насиченням зразків гірських порід рідиною (гасом) і зважуванням їх на аналітичних вагах.

За І. А. Преображенським *об'єм відкритих пор* визначається об'ємом гасу, який наповнює поровий простір зразка породи при насиченні його під вакуумом, а *об'єм зразка гірської породи* – зважуванням насиченого гасом зразка у повітрі та в гасі.

Пористість гірської породи залежить від таких факторів:

- взаємного розміщення і укладки зерен;
- форми зерен;
- ступеня відсортваності частинок, що утворюють гірську породу;

ступінь відсортваності визначають механічним аналізом і виражають коефіцієнтом неоднорідності;

- кількості цементу;
- глибини залягання гірської породи;
- тріщинуватості гірської породи;
- наявності каверн і каналів розмивання;
- наявності пор всередині мінеральних зерен.

Коефіцієнт абсолютної пористості осадових гірських порід (глинисті сланці, нафтогазоносні доломіти, вапняки, пісковики, піски) становить від (0,2–0,5) % до (50–52) %, а в середньому 15–25 %.

Крім вакуумної установки ВУ-3, для визначення коефіцієнта відкритої пористості використовуються також *порозиметри* ПК-2. З їх допомогою зразок гірської породи, як і в установці ВУ-3, насичується гасом. Порозиметр являє собою скляну трубку з поділками, яка на верхньому кінці має камеру, а на нижньому – склянку (ємність) для зразка. Камеру наповнюють гасом до певного рівня. У стакан поміщають насичений гасом зразок і визначають рівень гасу. Об'єм зразка визначають як різницю рівнів. Об'єм пор у зразку визначають методом зважування (як і при визначенні коефіцієнта відкритої пористості за допомогою установки для вакуумування ВУ-3) (рис. 6.1).

Розповсюдженими є газові порозиметри різної конструкції. Принцип їх дії ґрунтується на використанні закону Бойля-Маріотта. Якщо в ємність об'ємом V , наповнену газом при тиску P , помістити зразок гірської породи, то тиск газу зміниться на величину ΔP , пропорційно об'єму твердої частини зразка ΔV_T . Таким чином:

$$\Delta V_T = \frac{\Delta P \cdot V}{P + \Delta P} \quad (6.3)$$

Для визначення абсолютної пористості зразків гірських порід часто використовують *піднометри* – прилади для визначення густини рідин, твердих тіл і газів. Піднометр являє собою скляну посудину невеликого

об'єму (50 см^3 або 100 см^3) з міткою на горловині. Суть дослідження пікнометром полягає у зважуванні його відомого об'єму з досліджуваною рідиною чи досліджуваним твердим тілом.

Апаратура, прилади, матеріали та реагенти для визначення коефіцієнта відкритої пористості гірської породи методом І. А.

Преображенського

Аналітичні ваги з наважками; установка для вакуумування ВУ-3 (рис. 6.1); металевий або скляний місток і склянка ємністю 100 мл для зважування зразка гірської породи у гасі; тонкий (волосяний) дріт або капронова нитка довжиною 15–16 см; зразок гірської породи; гас (50–100 мл).

Порядок виконання роботи

1. Сухий екстрагований зразок гірської породи прив'язують за кінець тонкого дроту і зважують у повітрі (G_1 , г).

2. Зразок гірської породи 1 підвішують до поршня 2, що вставлений у циліндр 3 (рис. 6.1). Циліндр з поршнем закріплюють гумовою пробкою 4 в колбі Бунзена 5. Довжину дроту підбирають таким чином, щоб зразок знаходився над рівнем гасу, яким заповнена колба Бунзена.

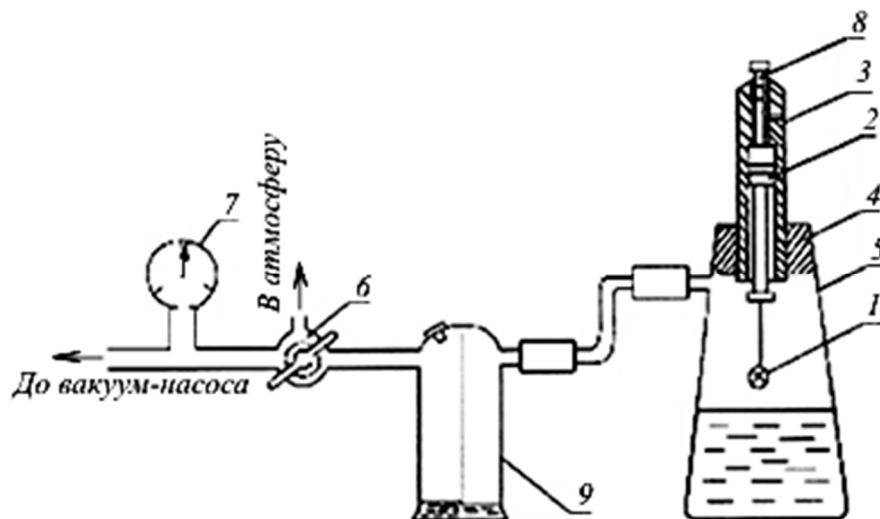


Рисунок 6.1 – Установка для вакуумування (ВУ-3)

1 – зразок гірської породи; 2 – поршень; 3 – циліндр; 4 – гумова пробка; 5 – колба Бунзена з тубусом; 6 – триходовий кран; 7 – вакуумметр; 8 – кран; 9 – склянка Тищенко

3. Для вакуумування (рис. 6.1) установку з'єднують через триходовий кран 6 з вакуумним насосом і вмикають електродвигун вакуумного насоса. Розрідження в колбі контролюють за показами вакуумметра 7. Через 15 – 20 хвилин вакуумування відкривають кран 8, який з'єднує простір над поршнем з атмосферою. Поршень під дією атмосферного тиску опускається вниз і зразок занурюється під рівень гасу.

Після цього кран 8 закривають. Зразок насичують гасом під вакуумом до припинення виділення бульбашок повітря з нього. Потім вимикають вакуумний насос і, відкриваючи кран 6, з'єднують установку з атмосферою. Склянка Тищенка 9 виконує функцію індикатора відкачки повітря.

4. Зразок гірської породи виймають із колби Бунзена, звільняють від надлишку гасу на ньому з допомогою фільтрувального паперу, і зважують у повітрі (G_2 , г).

5. Зразок гірської породи кладуть у склянку з гасом, так, щоб він був занурений у гасі, і зважують за схемою, наведеною на рисунку 6.2 (G_3 , г).

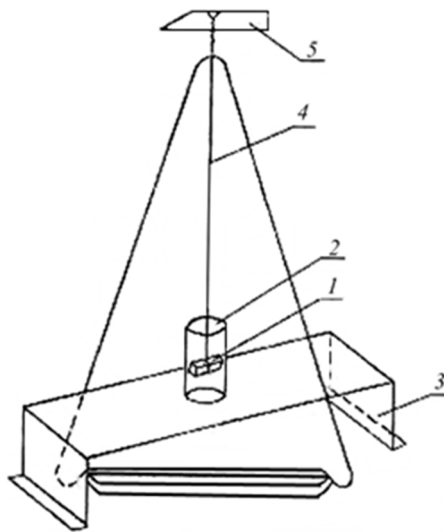


Рисунок 6.2 – Схема зважування зразка гірської породи в рідині

1 – зразок гірської породи; 2 – склянка з рідиною; 3 – підставка (металевий або скляний місток); 4 – капронова нитка або тонкий дріт; 5 – коромисло ваги

6. Об'єм відкритих пор в зразку (в м^3) визначають за формулою:

$$\text{—} \quad (6.4)$$

де G_1 – маса сухого зразка гірської породи у повітрі, кг;

G_2 – маса зразка гірської породи, насиченого гасом, в повітрі, кг;

ρ_r – густина гасу, кг/м³.

Для розрахунків рекомендується приймати значення густини гасу в межах 780–820 кг/м³.

7. Об'єм зразка гірської породи (в м³) визначають після його зважування в склянці з гасом (за законом Архімеда) за формулою:

$$V_{зр.} = \frac{G_2 - G_3}{\rho_r} \quad (6.5)$$

де G_3 – маса зразка гірської породи, насиченого гасом, у склянці з гасом, кг.

8. Коефіцієнт відкритої пористості визначають, підставивши вирази (6.4) і (6.5) у вираз (6.2), за формулою:

$$m_{в.п} = \frac{G_2 - G_1}{G_2 - G_3} \cdot 100, \% \quad (6.6)$$

9. Результати вимірювань та розрахунку заносимо до табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Результати вимірювань та обчислень для визначення відкритої пористості гірської породи

№ п/п	Показники	Позначення	Результати вимірів
1	Маса сухого зразка гірської породи в повітрі, кг	G_1	
2	Маса насиченого гасом зразка гірської породи в повітрі, кг	G_2	
3	Маса насиченого гасом зразка гірської породи в гасі, кг	G_3	
4	Об'єм відкритих пор в зразку гірської породи, м ³	$V_{в.пор.}$	
5	Об'єм зразка гірської породи, м ³	$V_{зр.}$	
6	Коефіцієнт відкритої пористості, %	$m_{в.п.}$	

Самостійна робота студента

1. Вивчити теоретичний матеріал про пористість гірської породи та методи її визначення.

2. Ознайомитися з методикою визначення коефіцієнта відкритої пористості гірської породи способом насичення зразка породи гасом.

Вимоги до оформлення звіту

У звіті вказати мету роботи, викласти основні теоретичні положення, навести схеми установки для вакуумування (ВУ-3) та схему зважування зразка гірської породи в рідині.

Контрольні питання

1. Що розуміють під коефіцієнтом відкритої пористості?
2. В яких одиницях вимірюється коефіцієнт пористості?
3. На якому принципі базується визначення коефіцієнта відкритої пористості способом І. А. Преображенського?
4. В яких межах змінюється коефіцієнт абсолютної пористості нафтогазовміщуючих гірських порід?
5. Як відрізняється відкрита пористість від абсолютної?

Список рекомендованих джерел

7, 8, 9, 12, 14, 19, 22, 26, 27, 30, 31.

2.7 Визначення карбонатності гірської породи газометричним методом апаратом АК-4

Мета роботи

1. Поглиблення знань про хімічний склад гірських порід. Вивчення принципу визначення карбонатності кернів газометричним методом.
2. Визначення карбонатності зразка гірської породи.

Теоретична частина

Визначення карбонатності гірських порід має велике практичне значення для виявлення умов утворення осадкових порід, формування осадкових порід, формування вторинних пустот у вигляді пор чи каверн, для обґрунтування доцільності проведення кислотних чи термокислотних обробок пласта.

Під карбонатністю порід розуміють вміст в них солей вугільної кислоти: вапняку CaCO_3 , поташу K_2CO_3 , соди Na_2CO_3 , доломіту $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$, сидериту FeCO_3 , магнезиту MgCO_3 та інших.

Визначення карбонатності порід є необхідним аналізом при вивченні колекторських властивостей пористих середовищ. Зі значеннями карбонатності можна не лише співставляти значення пористості, проникності, дані про гранулометричний склад і початкову водонасиченість порід, а, крім того, вони є додатковим фактором при кореляції пластів.

Карбонатність порід продуктивних пластів визначають в лабораторних умовах за керновим матеріалом газометричним методом, що базується на хімічному розпаді карбонатів, які утворюють породу, і вимірюванні об'єму вуглекислого газу, що виділяється в результаті реакції:



При визначенні карбонатності лабораторні досліди, як правило, проводять з вапняком CaCO_3 , тому що він найбільше розповсюджений в гірських породах і складає основну частину перелічених вище карбонатів. За об'ємом виділеного CO_2 визначають ваговий відсотковий вміст карбонатів у гірській породі в перерахунку на CaCO_3 .

Породи продуктивних пластів, що містять значні кількості карбонатів, можуть з успіхом піддаватися обробці соляною кислотою з метою збільшення проникності пласта та інтенсифікації видобування нафти (газу).

Необхідна апаратура, матеріали та реагенти. Будова та принцип дії приладу

Необхідна апаратура, матеріали та реагенти: прилад для визначення карбонатності (АК-4), аналітична вага з різноважками, ступка, барометр, термометр і соляна кислота (1:1), тобто 50 %-й водний розчин HCl.

Будова та принцип дії приладу. Схема приладу АК-4 для визначення карбонатності кернів газометричним способом показана на рис. 7.1. Він складається з термостата 1, реакційної колби 2, пробірки 3, змійовика 4, проградуйованої бюретки 5, циліндра 6, зрівнювальної склянки 7, крана 8 і термометра 9.

Принцип дії приладу полягає у вимірюванні об'єму газу (CO_2), що виділяється в процесі реакції соляної кислоти з породою, і визначенні кількості прореагованої гірської породи (карбонатів) відповідно до стехіометричного рівняння (7.1). (*(від дав.-гр. στοιχειον – елемент та μετρέειν – вимірювати) – розділ хімії про співвідношення реагентів в хімічних реакціях).*

Порядок виконання роботи

1. У фарфоровій або металевій ступці розтирають екстрагований сухий зразок гірської породи, беруть наважку 0,5–5 г (залежно від вмісту карбонатів у породі) і висипають у реакційну колбу 2 апарату АК-4.

2. У пробірку 3 заливають кислоту, заповнюючи її на 2/3 об'єму. Заповнену кислотою пробірку не розливаючи опускають у колбу 2.

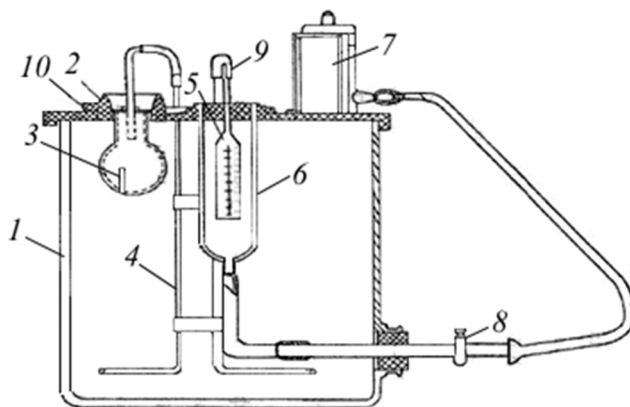


Рисунок 7.1 – Апарат АК-4 для визначення карбонатності порід-колекторів

1 – термостат; 2 – реакційна колба з породою; 3 – пробірка з соляною кислотою; 4 – змійовик; 5 – проградуйована бюретка (ціна поділки

0,2 см³); 6 – циліндр; 7 – зрівнювальна склянка; 8 – вентиль;
9 – термометр; 10 – втулка

3. Щільно закривають колбу корком з трубкою і встановлюють у термостат 1.

4. Пересуванням зрівнювальної склянки 7 при відкритому крані 8 зрівнюють рівні води в бюретці 5 і циліндрі 6. Коли рівні знаходяться в одній горизонтальній площині, перекривають кран 8 і знімають відлік за шкалою, нанесеною на бюретці.

5. Обережно нахиляють колбу 2 і виливають із пробірки 1/3 частину кислоти. Вуглекислий газ, що виділяється в результаті реакції, витискує воду з бюретки у кільцевий простір. Для встановлення рівнів води у бюретці і циліндрі на одній відмітці, опускають склянку 7, відкривають кран 8 і випускають частину води з циліндра у склянку. Цю операцію повторюють до того часу, поки не припиниться виділення вуглекислого газу.

6. Після закінчення реакції фіксують рівень води в бюретці і порівнюють його з початковим.

7. Записують покази термометра 9 в термостаті і значення барометричного тиску для визначення густини газу в умовах досліду.

8. Вміст карбонатів (в %) у гірській породі визначають за формулою:

$$K = \frac{V \cdot \rho}{4,4 \cdot G} \quad (7.2)$$

де V – об'єм CO₂, що виділяється в результаті реакції кислоти з породою, см³;

G – маса досліджуваного зразка породи, г; ρ – густина CO₂ в умовах досліду, мг/см³ (кг/м³). Її визначають за формулою:

$$\rho = \frac{44 \cdot P_6}{62,36 \cdot (273 + t)} \quad (7.3)$$

де P_6 – барометричний тиск, мм. рт. ст.;

t – температура в умовах досліду, °C.

9. Результати дослідів заносять у таблицю 8.1 і обчислюють значення карбонатності гірської породи (в %).

Таблиця 7.1 – Результати дослідів та обчислень з визначення карбонатності гірської породи

Показники	Позначення	Одиниці виміру	Результат
Маса досліджуваного зразка гірської породи	G	г	
Об'єм CO_2 , що виділився в результаті реакції кислоти з породою	V	см^3	
Густина CO_2 в умовах дослідів	ρ	мг/см^3	
Температура повітря	t	$^{\circ}\text{C}$	
Барометричний тиск	P_0	мм. рт. ст.	
Карбонатність	K	%	

Самостійна робота студента

1. Вивчити теоретичний матеріал про карбонатність гірських порід та метод її визначення.
2. Ознайомитися з методикою визначення карбонатності гірських порід-колекторів газометричним методом апаратом АК-4.

Вимоги до оформлення звіту

У звіті вказати мету роботи, викласти основні теоретичні положення, навести схему приладу АК-4 для визначення карбонатності гірських порід-колекторів газометричним методом.

Контрольні питання

1. Дайте визначення карбонатності гірської породи.
2. Запишіть хімічну формулу реакції в процесі визначення карбонатності гірської породи.
3. В яких одиницях отримують значення карбонатності за формулою (8.2) – у відсотках чи в частках одиниці?
4. З якою метою визначають карбонатність гірських порід та де її використовують?
5. Поясніть суть газометричного методу визначення карбонатності.
6. Для чого проводять солянокислотні обробки свердловин?

Список рекомендованих джерел

7, 14, 19, 27.

2.8 Визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірської породи при фільтрації газу на приладі ГК-5

Мета роботи

1. Засвоєння загального поняття про проникність гірської породи.
2. Набуття навиків визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірської породи для газу (повітря) з використанням приладу ГК-5.

Теоретична частина

Проникністю називають властивість гірської породи пропускати крізь себе рідину чи газ під дією перепаду тиску. Розрізняють абсолютну, фазову (ефективну) і відносну проникність.

Абсолютна проникність – це проникність пористого середовища для однорідної рідини чи газу, хімічно інертних щодо пористого середовища і за умови повного заповнення пор газом чи рідиною. Абсолютна проникність характеризує фізичні властивості гірської породи, є властивістю породи і не залежить від властивостей рідини чи газу, що рухається (фільтрується) в пористому середовищі, якщо відсутня взаємодія флюїду з породою. На практиці рідини часто взаємодіють з породою (глинисті частинки розбухають у воді, смоли забивають пори). У зв'язку з цим для оцінки абсолютної проникності як правило використовується повітря або газ, так як встановлено, що при русі рідни в пористому середовищі на проникність впливають фізико-хімічні властивості рідин.

Ефективна (фазова) проникність – це проникність породи для окремо взятого флюїду при числі присутніх в породі фаз, більшому одиниці. Ефективна проникність залежить від ступеня насичення флюїдами (флюїдонасичення) і їх фізико-хімічних властивостей.

Відносна проникність – це відношення ефективної (фазової) проникності середовища для нафти, води або газу до загальної проникності пористого середовища, (є безрозмірною величиною).

Проникність характеризується коефіцієнтом проникності. Його визначають за законом Дарсі, згідно з яким швидкість фільтрації рідини чи газу в пористому середовищі пропорційна градієнту тиску і обернено пропорційна динамічній в'язкості рідини (газу):

$$v = \frac{k}{\mu_p} \cdot \frac{\Delta p}{L}. \quad (8.1)$$

де v – швидкість фільтрації, $v = Q / F$, м/с; Q – об'ємна витрата рідини, м³/с;

F – площа фільтрації, м²;

μ_p – динамічна в'язкість рідини, Па·с;

Δp – перепад тиску, Па;

k – коефіцієнт проникності гірської породи, м²;

L – довжина пористого середовища (зразка гірської породи), м.

Проникність гірської породи для рідини k_p визначається за формулою:

$$k_p = \frac{Q \cdot \mu_p \cdot L}{F \cdot \Delta p}, \quad (8.2)$$

Проникність гірської породи для газу згідно з (8.2) після відповідних перетворень цього виразу (з врахуванням того, що газ більш стисливий порівняно з рідиною) визначається за формулою:

$$k_g = \frac{2Q_0 \cdot \mu_g \cdot L \cdot p_0}{F \cdot (p_1^2 - p_2^2)}, \quad (8.3)$$

де μ_g – динамічна в'язкість газу (повітря), Па·с;

p_0 – атмосферний тиск, Па;

Q_0 – об'ємна витрата газу при н. у., м³/с;

p_1 – абсолютний тиск на вході в зразок, Па;

p_2 – абсолютний тиск на виході із зразка, Па;

$$p_1 = p'_1 + p_2 \quad (8.4)$$

де p'_1 – надлишковий тиск на вході в кернотримач, Па.

Об'ємна витрата газу:

$$Q_0 = \frac{V_g}{\tau}, \quad (8.5)$$

де V_g – об'єм газу (повітря), м³;

τ – час проходження газу через зразок гірської породи, с.

Коефіцієнт проникності k виражається в Д (Дарсі) або мД (міліДарсі) і має розмірність м². Він залежить від розмірів і конфігурації порових каналів, по яких фільтрується газ, рідина або їх суміш, і обумовлюється тертям, що виникає при фільтрації потоку через ту чи іншу породу.

Між одиницями вимірювання проникності гірських порід існують такі співвідношення:

$$1\text{Д} \approx 1 \text{ мкм}^2; \quad 1\text{Д} \approx 1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2; \quad 1\text{Д} \approx 1 \cdot 10^{-8} \text{ см}^2.$$

Абсолютно непроникних тіл у природі не існує. Майже всі осадові породи – піски, пісковики, вапняки, доломіти і навіть глини – є проникними. Проте такі гірські породи, як глини, доломіти і деякі

вапняки, незважаючи на великі значення пористості, мають відносно значну проникність лише для газу і при значних градієнтах тиску. Це пояснюється тим, що у таких гірських породах капіляри і пори дуже вузькі і вони чинять значний опір протіканню по них рідини (і навіть газу).

Вважається, що основна частина нафти, яку видобувають при експлуатації нафтових покладів, надходить у свердловини по порових каналах, діаметр яких понад 1 мкм.

Проникність пористого середовища залежить не лише від розміру пор, але і від характеру руху в них рідин і газів.

Очевидно, що чим більші пори гірської породи, тим менша різниця між коефіцієнтом проникності для рідини і газу. За певних умов, що мають місце в пласті (гідратація, набухання глинистих частинок), проникність окремих гірських порід, особливо глинистих пісків, для рідини може суттєво змінюватись. Піски або алеврити, що є високо проникні для газу, можуть бути практично непроникними для води. Крім того, на значення проникності гірської породи для рідини може суттєво впливати мінералізація води, оскільки вода різної мінералізації має різну здатність змочувати і гідратувати мінеральні зерна.

Абсолютна проникність гірських порід-колекторів більшості нафтових і газових родовищ коливається в середньому в межах $(5 - 1000) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Гірські породи за проникністю поділяють на 6 класів:

I – дуже добре проникні породи ($k > 1,0 \text{ мкм}^2$);

II – добре проникні (від 1,0 до 0,1 мкм^2);

III – середньопроникні (від 0,1 до 0,01 мкм^2);

IV – слабкопроникні (від 0,01 до 0,001 мкм^2);

V – дуже слабкопроникні (від 1 до 0,1 нм^2);

VI – практично непроникні ($k < 0,1 \text{ нм}^2$).

Апаратура та прилади для визначення абсолютної проникності зразка гірської породи по газу (повітрю)

Схема установки ГК-5 наведена на рис. 8.1. Повітря надходить у кернотримач 5, в якому знаходиться досліджуваний зразок гірської породи, з компресора через хлоркальцієву трубку 1 з термометром 2 (де воно осушується від водяних парів) і фільтр 3. Далі повітря надходить через газовий лічильник 7 у атмосферу. Витрата повітря регулюється мікроредуктором 4 або вентилем на вході в кернотримач і вимірюється з допомогою газового лічильника і секундоміра. Надлишковий тиск повітря

на вході у кернотримач p_1 вимірюється манометром 6, тиск на виході із зразка p_2 дорівнює атмосферному (вимірюється барометром).

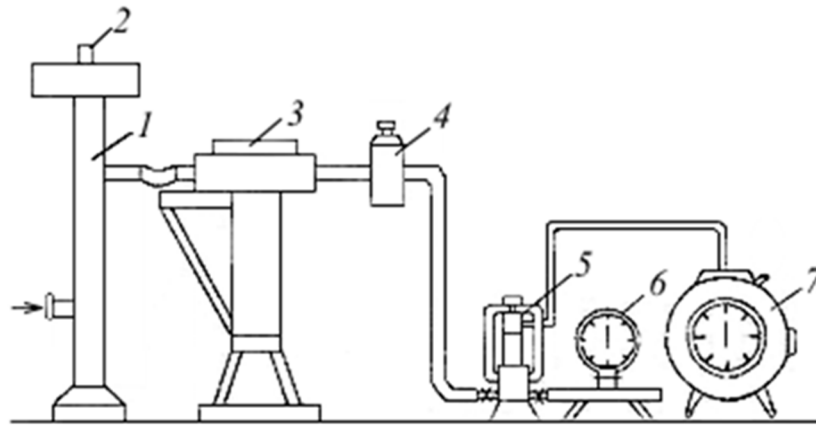


Рисунок 8.1 – Прилад ГК-5 для визначення абсолютної проникності зразка гірської породи

*1 – хлоркальцієва трубка; 2 – термометр; 3 – фільтр;
4 – мікроредуктор (регулюючий вентиль); 5 – кернотримач із зразком породи; 6 – манометр; 7 – газовий лічильник*

Порядок визначення абсолютної проникності зразка гірської породи для газу на установці ГК-5

1. Вимірюють довжину та діаметр зразка породи і встановлюють його у кернотримач.

2. Вмикають компресор і пускають повітря у кернотримач, регулюючи його подачу вентилем мікроредуктора або кернотримача.

3. Через 5 – 6 хвилин після встановлення фільтрації газу через керн знімають покази манометра , а газовим лічильником визначають об'єм газу V_r , фіксуючи секундоміром час фільтрації газу через зразок гірської породи τ . Записують покази термометра. Встановлення усталеної фільтрації повітря контролюється проведенням контрольних вимірів до того часу, доки значення зазначених величин не стане постійним. Досліди повторюють 4 – 5 разів за різних перепадів тиску.

4. З метою контролю за лінійністю потоку в процесі вимірів проникності будують графік залежності витрати повітря Q від Δp^2 (тобто , яка повинна мати вигляд прямої, що проходить через початок координат. У випадку порушення лінійності цієї залежності виміри повторюють при інших перепадах тиску.

5. Результати дослідів заносять до табл. 8.1 і визначають коефіцієнт абсолютної проникності зразка гірської породи за формулою (8.3).

В'язкість повітря за різних значень температури наведено в таблиці 8.2.

Крім установки ВУ-3 і приладу ГК-5, для визначення коефіцієнтів відкритої пористості та абсолютної проникності гірських порід застосовують такі прилади, як порозиметри, пермеаметри і пермеаметри-порозиметри. Зокрема, в лабораторіях використовують настільний газовий (гелієвий) порозиметр ULTRAPORE-300, порозиметр-пермеаметр UltroPoroPerm-400, автоматичний пермеаметр-порозиметр AP-608 та інші.

Таблиця 8.1 – Результати дослідів та обчислень для визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірської породи

Показники	Позначення	Одиниці виміру	№№ дослідів					
			1	2	3	4	5	6
Діаметр зразка	d	м						
Площа фільтрації	F	м ²						
Довжина зразка	L	м						
Температура повітря	t	°С						
В'язкість повітря	μ_t	Па·с						
Барометричний тиск	p_0	Па						
Надлишковий тиск на входів в кернотримач	p'_1	Па						
Тиск на вході у зразок	p_1	Па						
Тиск на виході із зразка	$p_2 = p_0$	Па						
Об'єм газу, виміряний газовим лічильником	V_r	м ³						
Час дослідів	τ	с						
Витрата газу	Q_0	м ³ /с						
Коефіцієнт газопроникності	k	м ²						
Середнє значення коефіцієнта газопроникності	$k_{\text{сер}}$	м						

Таблиця 8.2 – В'язкість повітря за різних значень температури

Температура повітря t , °С	В'язкість повітря μ_t , мПа·с	Температура повітря t , °С	В'язкість повітря μ_t , мПа·с
0	0,0171	20	0,01808
10	0,0176	21	0,01813
17	0,01793	22	0,01818
18	0,01798	30	0,0186
19	0,01803		

Настільний газовий (гелієвий) порозиметр ULTRAPORE-300. Комірки цього порозиметра мають такі розміри: діаметр 25, 30 і 38 мм,

довжина до 6,5 см. Система також може бути сконфігурована для тримачів зразків повно- розмірного керна. В цьому порозиметрі використовується високоточний датчик тиску (з діапазоном $0 - 1,7 \cdot 10^6$ Па) з лінійністю і гістерезисом менше $\pm 0,11$ % від повної шкали. Система може бути використана в режимі вимірювання пористості або зернистості залежно від конфігурації використовуваного кернотримача. Використання керованих комп'ютером клапанів дозволяє автоматизувати керування процесом вимірювань. При використанні кернотримачів від системи UltraPerm-600 прилад дозволяє вимірювати поровий об'єм зразків гірських порід при гірському тиску до $68 \cdot 10^6$ Па.

Призначення і коротка технічна характеристика порозиметра-пермеаметра UltroPoroPerm-400.

Порозиметр-пермеаметр UltroPoroPerm-400 призначений для вимірювання коефіцієнтів абсолютної проникності для газу і загальної пористості зразків гірських порід. Діапазони вимірювань: коефіцієнта проникності для газу $(0,005 - 3,0) \cdot 10^{-12}$ м²; коефіцієнта пористості 0,1 – 40,0 %. Похибка становить відповідно 7,0 % і 6,0 % для коефіцієнта абсолютної проникності для газу і загальної пористості відповідно.

Автоматичний пермеаметр-порозиметр AP-608.

Автоматичний пермеаметр-порозиметр AP-608 призначений для вимірювання коефіцієнтів абсолютної проникності і загальної пористості при гірському тиску до $67,6 \cdot 10^6$ Па. Пермеаметр-порозиметр AP-608 розрахований на один зразок, що завантажується вручну. Коефіцієнт абсолютної проникності вимірюють методом скидання тиску (за Клінкенбергом). Поровий об'єм визначається методом, що ґрунтується на законі Бойля-Маріотта. Прилад може використовуватись в лабораторіях як з малими, так і з великими вимогами щодо об'ємів аналізу керна. Технічні характеристики автоматичного пермеаметра-порозиметра AP-608:

- діапазон вимірювання коефіцієнта абсолютної проникності: від $0,001 \cdot 10^{-15}$ м² до $3 \cdot 10^{-12}$ м²;
- діапазон вимірювання коефіцієнта загальної пористості: від 0,01 до 40 %;
- розміри зразків керна: довжина: від 19 до 102 мм, діаметр: 25 або 38 мм;
- гірський тиск: від $2 \cdot 10^6$ до $67,6 \cdot 10^6$ Па.

Самостійна робота студента

Вивчити теоретичний матеріал про проникність гірської породи та методи її визначення.

Ознайомитися з методикою визначення коефіцієнта абсолютної проникності гірської породи для газу (повітря) з використанням приладу ГК-5.

Вимоги до оформлення звіту

У звіті вказати мету роботи, викласти основні теоретичні положення, навести схему приладу ГК-5 для визначення абсолютної проникності зразка гірської породи.

Контрольні запитання

1. Що розуміють під проникністю гірської породи? Види проникності гірських порід.
2. Дайте визначення всіх видів проникності.
3. В яких одиницях визначається і в яких межах змінюється коефіцієнт абсолютної проникності для більшості гірських порід нафтових і газових родовищ?
4. При розгляді яких питань нафтогазової інженерії використовують поняття та значення коефіцієнтів проникності?
5. Виведіть формулу для визначення коефіцієнта проникності зразка гірської породи для рідини та газу.
6. Конструкція приладу ГК-5.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

7, 8, 9, 12, 14, 19, 22, 26, 27, 29, 30, 31, 35, 39.

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Акульшин А. И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А. И. Акульшин. – Москва : Недра, 1988. – 240 с.
2. Бойко В. С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Київ : Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
3. Бойко В. С. Технологія розробки нафтових родовищ / В. С. Бойко. – Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2011. – 509 с.
4. Васильевский В. Н. Исследование нефтяных скважин и пластов / В. Н. Васильевский, А. И. Петров. – Москва : Недра, 1973. – 342 с.
5. Васильевский В.Н. Техника и технология определения параметров скважин и пластов / В. Н. Васильевский, А. И. Петров. – Москва : Недра, 1989. – 270 с.
6. Вольченко Д. О. Технологія розробки нафтових родовищ: Практикум / Д. О. Вольченко, І. М. Драган. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. – 84 с.
7. Гиматулинов Ш. К. Справочная книга по добыче нефти / Ш. К. Гиматулинов. – Москва : Недра, 1974.
8. Гиматулинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш. К. Гиматулинов, А. И. Ширковский. – Москва : Недра, 1982. – 311 с.
9. Гудок Н. С. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород: Учеб. пособие для вузов / Н. С. Гудок, Н. Н. Богданович, В. Г. Мартынов. – Москва : Недра-Бизнес-центр, 2007. – 592 с.
10. Довідник з нафтогазової справи / За ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Львів, 1996. – 620 с.
11. Желтов Ю. П. Разработка нефтяных месторождений. Учебник для ВУЗов / Ю. П. Желтов. – Москва : Недра, 1998. – 365 с.
12. Задора Г. А. Оператор по добыче газа. / Г. А. Задора. – Москва : Недра, 1980. – 262 с.
13. Исакович Р. Я. Нефтепромысловые измерения и приборы: НТО, № 19 / Р. Я. Исакович. – Москва : Недра, 1966, с. 70–75.
14. Котяхов Ф. И. Физика нефтяных и газовых коллекторов / Ф. И. Котяхов Ф.И. – Москва : Недра, 1977. – 287 с.
15. Манометр свердловинний уніфікований МСУ-Т1, МСУ-1. Настанова з експлуатації. ДГК2.830.010 НЕ.
16. Манометр свердловинний уніфікований МСУ-Т2, МСУ-2. Настанова з експлуатації. ДГК2.830.010-09 НЕ.

17. Мищенко И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – Москва : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 296 с.
18. Мищенко И. Т. Сборник задач по технологии и техники нефтедобычи / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон. – Москва : Недра, 1984. – 272 с.
19. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. / И. Т. Мищенко. – Москва : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с.
20. Муравьев В. М. Справочник мастера по добыче нефти / В. М. Муравьев. – Москва : Недра, 1975. – 264 с.
21. Оркин К. Г. Лабораторные работы по курсу Физика нефтяного пласта / К. Г. Оркин, П. К. Кучинский. – Москва : Гостоптехиздат, 1953. – 210 с.
22. Пирвердян А. М. Физика и гидравлика нефтяного пласта / А. М. Пирвердян. – Москва : Недра, 1982. – 192 с.
23. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1988. – 302 с.
24. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / Желтов Ю. П., Стрижов И. Н., Золотухин А. Б., Зайцев В. М. – Москва : Недра, 1986. – 296 с.
25. Середа Н. Г. Основы нефтяного и газового дела. Учебник для вузов / Н. Г. Середа, В. М. Муравьев. – Москва: Недра, 1980. – 287 с.
26. Соломчак Я. В. Нафтогазова механіка: Конспект лекцій / Я. В. Соломчак. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2009. – 204 с.
27. Соломчак Я. В. Нафтогазова механіка. Лабораторний практикум. Частина 1 / Я. В. Соломчак, М. О. Псюк, В. Д. Середюк. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 95 с.
28. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1983. – 454 с.
29. Справочник инженера по добыче нефти / А. В. Дашевский, И. И. Кагарманов, Ю. В. Зейгман, Г. А. Шамаев. – Уфа : Нефтяная компания ЮКОС; УГНТУ, 2002. – 287 с.

30. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу : навч. посібник / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин, С. Бойко та ін. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с.
31. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа / О. М. Ермилов, В. В. Ремизов, А. И. Ширковский, Л. С. Чугунов. – Москва : Наука, 1996. – 541 с.
32. Щуров В. И. Технология добычи нефти / В. И. Щуров. – Москва : Недра, 1983, с. 392 – 396.
33. Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти и газа / А. М. Юрчук. – Москва : Недра, 1986. – 320 с.
34. <http://диагностика-измерения.рф/produkts/id1146/>
35. <http://coretest.ru/equipment/19/>
36. http://gas-nefty2004.narod.ru/man_down.htm
37. <http://www.ecolite-st.ru/lubrikator-skvazhinniy.html>
38. <http://www.ecolite-st.ru/manometry.html>
39. <http://www.inergo.ru/catalog/element.php?ID=14205>
40. <http://www.pioneerps.com/>
41. <http://www.primacm.mpi.ru/page2936.html>
42. <http://www.siamoil.ru/ru/tools/pressure-gauges/samt-02>
43. <http://www.tdgears.ru/devise/id17163.htm>

Виробничо-практичне видання

Методичні рекомендації
до виконання практично-лабораторних робіт
та самостійної роботи з навчальної дисципліни

«ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ НАФТОВИХ РОДОВИЩ»

*(для студентів 3 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

Укладач **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович

Відповідальний за випуск *Р. Б. Ткаченко*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський*

План 2019, поз. 135 М.

Підп. до друку 18.06.2019. Формат 60 × 84/16.
Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 4,2.
Тираж 50 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Маршала Бажанова 17, Харків, 61002.
Електронна адреса rectorat@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.